

VISIT...

LANZAROTE  
*Caliente*.COM

**А. М. ЛЕОНКОВ,  
Б. В. ЯКОВЛЕВ**

# **ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ**

## **ДИПЛОМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

Под общей редакцией  
канд. техн. наук *А. М. Леонкова*

Допущено Министерством высшего и среднего  
специального образования СССР  
в качестве учебного пособия для студентов вузов,  
обучающихся по специальности  
«Тепловые электрические станции»

**Минск**  
**„Высшая школа“**  
**1978**

6П2 11

Л47

УДК 621.311.22(075.8)

Рецензенты: кафедра «Теплоэнергетические установки» Томского политехнического института и зав. кафедрой «Тепловые электрические станции» Куйбышевского политехнического института проф. В. Н. Метенин.

Леонков А. М., Яковлев Б. В.

Л47      Тепловые электрические станции. Дипломное проектирование. Под общ. ред. А. М. Леонкова. Мн.: «Вышэйш: школа», 1978.— 232 с., ил.

Учебное пособие для студентов вузов по специальности «Тепловые электрические станции». В книге приводятся методические и нормативные материалы, а также расчетно справочные данные по всем разделам дипломного проекта современной тепловой электростанции.

Пособие может быть использовано студентами других энергетических специальностей, а также инженерно-техническими работниками, связанными с проектированием тепловых электрических станций.— Список лит. на с. 227—229.

30303—088

Л — 77—78

6П2.11

М304(05)—78

© Издательство «Вышэйш: школа», 1978 г.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Энергетика — ведущая отрасль народного хозяйства нашей страны. Основным направлением развития энергетики в СССР являлось и остается преимущественное строительство тепловых электрических станций (ТЭС). В перспективе в общем энергобалансе страны будет возрастать доля атомных электрических станций (АЭС), которые имеют много общего с традиционными ТЭС на органическом топливе.

В настоящее время более 25 вузов страны ведут подготовку инженеров по специальности 0305- «Тепловые электрические станции». В условиях резкого увеличения мощностей агрегатов, устанавливаемых на тепловых электрических станциях, и усложнения технологического процесса производства электрической энергии возрастают требования к уровню подготовки инженеров-теплоэнергетиков.

Важнейшим этапом в учебе студентов является дипломное проектирование. При подборе тематики дипломных проектов следует особое внимание обратить на новизну и перспективность разрабатываемой студентом темы. Приступая к работе над дипломным проектом, студент должен четко представлять пути развития энергетики страны, сформулированные в решениях XXV съезда КПСС, а также направления технического прогресса в теплоэнергетике.

При написании пособия авторы исходили из двух принципиальных соображений: помочь студенту на основе новейших тенденций (норм) технологического проектирования ТЭС правильно выбрать основное и вспомогательное оборудование станции и дать некоторый справочный материал — технические характеристики агрегатов и установок, которые имеют преимущественное или перспективное применение на ТЭС. В ряде случаев излагается методика расчета и выбора отдельных элементов станции. Исходя из этих позиций и написаны главы книги, посвященные турбинному и котельному отделениям ТЭС, топливному хозяйству и техническому водоснабжению, водоподготовке и электрическому оборудованию, новейшим проектно-компоновочным решениям.

Ввиду ограниченного объема пособия авторы только перечислили те объекты и процессы на ТЭС, которые подлежат автоматическому регулированию и могут быть приняты для детальной разработки в проекте.

Важнейшим фактором, определяющим в итоге возможность строительства проектируемой ТЭС, является охрана окружающей среды. Эта проблема имеет очень большое значение, и в пособии изложены те возможные технические решения, которые способствуют предотвращению загрязнения окружающей среды.

Надлежащее внимание уделено также охране труда и противопожарным мероприятиям на ТЭС.

Пособие написано на основании опыта организации дипломного проектирования на кафедре «Тепловые электрические станции» Белорусского политехнического института и охватывает разделы, относящиеся лишь к паротурбинным ТЭС.

Предисловие, введение и гл. 1, 4, 5, 10 написаны А. М. Леонковым, гл. 3, 6, 7, 13, § 9.1 и 9.2 — Б. В. Яковлевым, гл. 8 и § 9.3 — В. А. Золотаревой, гл. 2 — В. Н. Нагорновым, гл. 11 — Ю. Г. Румянцевым, гл. 12 — Н. М. Рыковым, гл. 14 — В. Н. Нагорновым и Б. В. Яковлевым. Общее редактирование осуществлено А. М. Леонковым.

Авторы выражают глубокую благодарность рецензентам: зав. кафедрой «Тепловые электрические станции» Куйбышевского политехнического института докт. техн. наук, проф. В. И. Мегенину и кафедре «Теплоэнергетические установки» Томского политехнического института за ценные замечания, способствовавшие улучшению пособия.

Все замечания и рекомендации просим направлять по адресу: 220004, Минск, Парковая магистраль, 11, Дом книги, издательство «Высшая школа».

*Авторы*

## ВВЕДЕНИЕ

XXV съезд КПСС утвердил «Основные направления развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы». Директивами съезда предусматривается обеспечить в 1980 г. производство 1340—1380 млрд. кВт·ч электроэнергии. Будут введены в действие мощности на электростанциях в размере 67—70 млн. кВт, в том числе на атомных — 13—15 млн. кВт, продолжено строительство тепловых электростанций мощностью 4—6 млн. кВт с установкой энергетических блоков единичной мощностью 500 и 800 тыс. кВт, атомных электростанций с реакторами единичной мощностью 1—1,5 млн. кВт.

Предусматривается более широкое применение для производства электроэнергии дешевого твердого топлива с осуществлением строительства крупных тепловых электростанций, работающих на углях Экибастузского и Канско-Ачинского месторождений.

Намечено опережающее развитие атомной энергетики в Европейской части СССР с ускорением строительства и освоения реакторов на быстрых нейтронах, а также проведение подготовительных работ по использованию атомной энергии для целей теплофикации. Для улучшения технико-экономических показателей работы энергетического оборудования будет ускорено освоение высокоманевренных энергоблоков мощностью 500 тыс. кВт, строительство гидроаккумулирующих электростанций и газотурбинных установок. Предусматривается снизить удельный расход топлива на электростанциях в 1980 г. до 325—328 г на 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии.

В соответствии с решениями XXV съезда КПСС задачами развития теплоэнергетики являются: повышение единичных мощностей электростанций и устанавливаемых на них энергоблоков; совершенствование структуры генерирующих мощностей, исходя из их назначения в покрытии графиков электрической нагрузки; развитие и повышение эффективности комбинированного производства электрической энергии; механизация и автоматизация технологических процессов на тепловых электростанциях с применением новейшей электронно-вычислительной техники; повышение эффективности использования топливных ресурсов.

Оптимальная мощность перспективных ГРЭС зависит от мощности устанавливаемых блоков и вида применяемого топлива. Если в предыдущих двух пятилетках типовыми электростанциями, сжигающими органическое топливо, были ТЭС мощностью 1,2; 1,8; 2,4 млн. кВт, то в настоящее время проектируются и строятся электростанции значительно большей мощности. На углях Канско-Ачинского бассейна будут сооружаться ТЭС мощностью 6,4 млн. кВт, на экибастузских углях — мощностью 4 млн. кВт.

Энергетическая база Канско-Ачинского угольного бассейна будет развиваться преимущественно на основе моноблочных агрегатов единичной мощностью 800 тыс. кВт. Головные блоки этой серии будут эксплуатироваться на углях наиболее перспективного Березовского месторождения Канско-Ачинского бассейна. Тугоплавкие свойства золы этих углей (до 1500 °С) определяют вариант котлоагрегата с твердым шлакоудалением, который может быть применен для работы на углях Ирша-Бородинского и Итатского месторождений того же бассейна, весьма близких по своим характеристикам к Березовским. Очевидно, это будет однокорпусный газоплотный агрегат производительностью 2650 т/ч. Систему пылеприготовления предполагается разработать по схеме с прямым вдуванием, с сушкой топлива дымовыми газами, газозооушной смесью или горячим воздухом с применением мелющих вентиляторов либо молотковых мельниц.

Другим мощным бассейном твердого топлива является Экибастузский. В соответствии с принятыми решениями энергетическая база этого бассейна будет развиваться на основе моноблочных одновальных установок на критические параметры пара единичной мощностью 500 тыс. кВт. Ядром этой базы станет комплекс экибастузских ГРЭС, каждая в составе восьми блоков.

Совершенствование структуры генерирующих мощностей является важнейшей задачей энергетики. Для работы в переменной части графика электрических нагрузок требуется создание специального высокоманевренного оборудования. Базовая часть графика должна обеспечиваться атомными электростанциями и мощными блоками ГРЭС на сверхкритические параметры. Для работы в пиковой части графика нагрузок создается специаль-

ный паротурбинный блок мощностью 500 тыс. кВт на параметры пара 12,75 МПа, 510/510 °С с использованием установленной мощности около 3500 ч в год. Ставится задача создания маневренного котлоагрегата к подобным блокам для сжигания кузнецкого и донецкого углей. Хорошими маневренными качествами при высокой экономичности обладают парогазовые установки. Блок 200 тыс. кВт освоен на Невинномысской ГРЭС, на Молдавской ГРЭС будет сооружена парогазовая установка мощностью 250 тыс. кВт со сбросом газа в котел.

Теплофикация — важнейшее направление отечественной теплоэнергетики. За счет комбинированного производства электрической энергии достигается значительная экономия топлива, потребляемого электростанциями. Удельный расход топлива на производство электрической энергии на турбинах с противодавлением может составить 160 г/(кВт·ч), на турбинах с отбором пара — 200—220 г/(кВт·ч).

Повышение эффективности теплофикации будет осуществляться за счет установки на ТЭЦ новейших агрегатов типов Т-250-240, Т-175/210-130, ПТ-135/165-130 и др., строительства новых ТЭЦ на основе проектных решений, резко снижающих их стоимость, внедрения новых схем теплоснабжения, в том числе дальнего транспорта тепла. Укрупнение агрегатов и мощностей ТЭЦ улучшает структуру капиталовложений и позволяет также значительно снизить материалоемкость и трудозатраты на единицу вводимой мощности.

Автоматизация и механизация технологических процессов на тепловых электростанциях получают в перспективе дальнейшее развитие с переходом к автоматизированным системам управления электростанциями и энергетическими системами.

Широкое внедрение и повышение эффективности теплофикации, совершенствование блочных ГРЭС и структуры генерирующих мощностей, повышение технического уровня эксплуатации обеспечивают снижение удельного расхода топлива на производство электрической энергии.

Важнейшим направлением развития энергетики в СССР является широкое строительство атомных электрических станций. Это позволит достичь значительной экономии топливно-энергетических ресурсов.



# Глава 1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1. ПОСТАНОВКА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ В ВУЗАХ

Целью дипломного проектирования является:

1) систематизация, закрепление и расширение теоретических и практических знаний по специальности и применение этих знаний при решении конкретных научных, технических, экономических и производственных задач, а также задач культурного строительства;

2) развитие навыков ведения самостоятельной работы и овладение методикой исследования и экспериментирования при решении разрабатываемых в дипломном проекте (работе) проблем и вопросов;

3) выявление подготовленности студентов к самостоятельной работе в условиях современного производства, прогресса науки, техники и культуры.

Тематика дипломных проектов (работ) должна быть актуальной, соответствовать современному состоянию и перспективам развития науки, техники и культуры.

Замена дипломного проекта дипломной работой в технических вузах может допускаться с разрешения ректора по представлению декана факультета. Дипломная работа должна носить научно-исследовательский характер, а также иметь расчетно-графическую часть.

Студентам предоставляется право выбора темы дипломного проекта (работы). Студент может предложить для дипломного проекта (работы) свою тему с необходимым обоснованием целесообразности ее разработки.

Руководитель дипломного проекта (работы) выдает задание на дипломный проект (работу), оказывает студенту помощь в разработке календарного графика работы на весь период дипломного проектирования (выполнения дипломной работы), рекомендует студенту необходимую основную литературу, справочные и архивные материалы, типовые проекты и другие источники по теме, проводит систематические, предусмотренные расписанием беседы со студентом и дает ему консультации, назначаемые по мере необходимости, проверяет выполнение работы (по частям или в целом).

Дипломный проект (работа) выполняется на основе глубокого изучения литературы по специальности (учебников, учебных пособий, монографий, периодической литературы, журналов на иностранных языках, нормативной литературы и т. п.).

Пояснительная записка к дипломному проекту (дипломной работе) должна в краткой и четкой форме раскрывать творческий замысел проекта (работы), содержать методы исследования, принятые методы расчета и сами расчеты, описание проведенных экспериментов, их анализ и выводы по ним, технико-экономическое сравнение вариантов и при необходимости сопровождаться иллюстрациями, графиками, эскизами, диаграммами, схемами. В тех случаях, когда в проектах (работах) содержатся сложные математические расчеты, для их проведения, как правило, применяется электронно-вычислительная техника.

Пояснительная записка и дипломная работа могут быть отпечатаны на машинке, а формулы написаны от руки.

Чертежи по формату, условным обозначениям, шрифтам и масштабам должны строго соответствовать требованиям действующих ГОСТов. Как правило, чертежи выполняются в карандаше и снабжаются спецификациями.

Перед началом выполнения дипломного проекта (работы) студент должен разработать календарный график работы на весь период с указанием очередности выполнения отдельных этапов и после одобрения его руководителем представить на утверждение заведующему выпускающей кафедрой.

За принятые в дипломном проекте (работе) решения и правильность всех данных отвечает студент — автор дипломного проекта (работы).

Законченный дипломный проект (работа), подписанный студентом и консультантами, представляется студентом руководителю. После просмотра и одобрения дипломного проекта (работы) руководитель подписывает его (ее) и вместе со своим письменным отзывом представляет заведующему кафедрой. В отзыве должна быть характеристика проделанной работы по всем разделам. Заведующий кафедрой на основании этих материалов решает вопрос о допуске студента к защите.

Дипломный проект (работа), допущенный выпускающей кафедрой к защите, направляется деканом факультета на рецензию. Рецензент после разбора проекта и с учетом объяснений студента составляет в письменной форме заключение-рецензию объемом 2—3 с. машинописного текста. В рецензии должны содержаться общая оценка дипломного проекта, положительные и отрицательные стороны его по следующим основным аспектам:

1) соответствие выполненного дипломного проекта заданию, имеющиеся отклонения с указанием разделов, выполненных особенно полно;

2) использование в проекте передового производственного и научного опыта, наличие самостоятельных, оригинальных решений и степень их обоснованности;

3) уровень теоретической подготовки дипломника и умение использовать свои знания при решении практических задач;

4) качество графических разработок и оформления расчетно-пояснительной записки;

5) экономическая обоснованность принимаемых в проекте организационно-технических решений;

6) реальная практическая ценность дипломного проекта и возможность его использования в отрасли;

7) общая оценка дипломного проекта.

К защите дипломных проектов (работ) или к сдаче государственных экзаменов допускаются студенты, выполнившие все требования учебного плана и программ.

Защита дипломных проектов проводится на открытом заседании Государственной экзаменационной комиссии и может производиться как в высших учебных заведениях, так и на предприятиях, в учреждениях и организациях, для которых тематика защищаемых проектов представляет научно-теоретический или практический интерес. Продолжительность защиты дипломного проекта, как правило, не должна превышать 45 мин. Для сообщения содержания проекта студенту предоставляется не более 20 мин.

Результаты защиты дипломного проекта характеризуются оценками «отлично», «хорошо», «удовлетворительно», «неудовлетворительно». При определении оценки проекта принимается во внимание уровень идейно-теоретической, научной и практической подготовки студента. Результаты защиты дипломных проектов объявляются в

тот же день после оформления протоколов заседаний Государственной экзаменационной комиссии Студенту, защитившему дипломный проект, присваивается решением Государственной экзаменационной комиссии квалификация в соответствии с полученной специальностью, вручаются диплом и нагрудный знак.

Студенту вуза, получившему на курсовых экзаменах не менее 75% оценок «отлично», а остальные «хорошо» и защитившему дипломный проект на оценку «отлично», а также проявившему себя в научной и общественной работе, выдается диплом с отличием.

В тех случаях, когда защита дипломного проекта признается неудовлетворительной, Государственная экзаменационная комиссия устанавливает, может ли студент представить к повторной защите тот же проект (работу) с доработкой, определяемой комиссией, или же обязан разработать новую тему, которая устанавливается соответствующей кафедрой.

Студент, обучавшийся с отрывом от производства и получивший при защите дипломного проекта неудовлетворительную оценку, отчисляется из вуза и направляется на работу в порядке, установленном для молодых специалистов. В этом случае студенту выдается академическая справка установленного образца.

Студент, не защитивший дипломного проекта, допускается к повторной защите в течение трех лет после окончания вуза при представлении положительной характеристики с места работы, отвечающей профилю подготовки в вузе.

## **1.2. ПОСТАНОВКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПО СПЕЦИАЛЬНОСТИ «ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ»**

Профилирующая кафедра должна уделять большое внимание постановке дипломного проектирования, повышению научно-технического уровня и качества проектов в соответствии с прогрессом в области теплоэнергетики. Этому должно способствовать отражение в лекционных курсах новейших достижений в теплоэнергетической технике, прохождение производственной и преддипломной практики на самых передовых современных электростанциях и в проектных институтах, обеспечение студентов

новейшими методическими, нормативными и проектными материалами, чтение ведущими специалистами установочных лекций по разделам проекта, четкая организация консультаций в период дипломного проектирования.

К руководству дипломным проектированием наряду с профессорами и доцентами кафедры должны привлекаться ведущие специалисты электростанций, производственных организаций, проектных и научно-исследовательских институтов.

Подбор и рассмотрение тем дипломных проектов предварительно должны вестись на методической комиссии кафедры с последующим утверждением на заседании кафедры. Темы проектов (работ), как правило, увязываются с базами практики, особенно специальная часть проекта, что способствует активному изучению и решению поставленных перед студентом задач.

Темы дипломных проектов могут быть следующие: «Конденсационные электростанции мощностью 2,4—6,4 млн. кВт с блоками 300, 500, 800 и 1200 тыс. кВт на твердом и жидком топливе»; «Промышленно-отопительные ТЭЦ мощностью 0,4—0,6 млн. кВт с турбинами ПТ-60-130, ПТ-80-130, ПТ-135/165-130, Р-50-130, Р-100-130, Т-110-130, Т-175/210-130 и др.»; «Отопительные ТЭЦ мощностью 0,6—1,0 млн. кВт с турбинами Т-110-130, Т-175/210-130, Т-250-240 и др.»; «Атомные конденсационные электростанции»; «Атомные ТЭЦ»; «Парогазовые ТЭЦ и КЭС»; «Маневренные паротурбинные КЭС»; «Парогазовые и газотурбинные маневренные станции»; «Мощные загородные ТЭЦ дальнего теплоснабжения»; «Модернизация и расширение действующих КЭС и ТЭЦ (перевод на новый вид топлива, модернизация КЭС и ТЭЦ, газотурбинные пристройки, реконструкция основного оборудования, перевод на полупиковый и пиковый режимы работы и пр.)».

В каждом проекте разрабатывается специальная часть (спецвопрос), которая может быть результатом выполненных студентом научных исследований, конструктивных и других разработок, имеющих, как правило, практическую ценность в связи с выполняемой темой.

Реальными разработками дипломного проекта следует считать такие, которые могут быть переданы проектным и конструкторско-наладочным организациям для дальнейшего проектирования и реализации либо непо-

средственно электростанциям для внедрения. В последнем случае это могут быть те исследования и разработки, в которых участвовал студент по хозяйственной тематике.

Особое место в организации дипломного проектирования должен занять системно-комплексный метод. Сущность его заключается в выполнении одной темы двумя-тремя студентами с углубленной разработкой отдельных разделов проекта. Этот метод наиболее целесообразен при проектировании перспективных типов электростанций (мощные ГРЭС, АЭС, полупиковые и пиковые электростанции, парогазовые ТЭС, загородные ТЭЦ и др.), когда требуются более детальные решения по основному оборудованию.

Сложность физических процессов в современных энергетических агрегатах, необходимость сравнения вариантов, выбор наиболее рациональных режимов, решение вопросов автоматического управления агрегатами, а также другие задачи, с которыми сталкивается студент в процессе дипломного проектирования, требуют применения современной вычислительной техники, аналоговых вычислительных и клавишных счетных машин. Организацию всего учебного процесса в вузах следует построить так, чтобы каждый студент в процессе обучения использовал в той или иной степени вычислительную технику, а при выполнении дипломных проектов — не менее 70—80% студентов.

Уровень дипломного проектирования и итоги защиты проектов следует обсуждать на совместном заседании кафедры и членов Государственной экзаменационной комиссии сразу же после окончания защиты. Предложения и замечания председателя и членов комиссии кладутся в основу мероприятий, разрабатываемых кафедрой, по устранению недостатков в организации дипломного проектирования.

### 1.3. СОДЕРЖАНИЕ И ОБЪЕМ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Содержание и объем проекта определяются заданием и методическими указаниями, которые составляет руководитель проекта и утверждает заведующий кафедрой.

В задании указываются тема проекта, исходные данные для проектирования, содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке во-

просов), перечень графического материала, фамилии консультантов по отдельным разделам проекта, дата выдачи задания и срок представления проекта на кафедру для заключения о допуске к защите.

Исходными данными к проекту являются:

- 1) электрическая мощность и тепловые нагрузки ТЭС;
- 2) вид и характеристика топлива;
- 3) условия водоснабжения станции;
- 4) характеристика энергосистемы, в которой будет работать проектируемая станция;
- 5) специ задание.

Рекомендации по содержанию расчетно-пояснительной записки и ее объему приведены в табл. 1.1.

Табл. 1.1. Содержание и объем расчетно-пояснительной записки

| Раздел проекта                                               | Количество страниц | % общего объема |
|--------------------------------------------------------------|--------------------|-----------------|
| Введение                                                     | 2                  | 1,5             |
| Обоснование строительства электростанции и выбор агрегатов   | 13—14              | 10              |
| Выбор и расчет тепловой схемы энергоблока                    | 7—8                | 6               |
| Укрупненный (сокращенный) расчет котла                       | 4—5                | 3               |
| Выбор вспомогательного тепломеханического оборудования       | 4—5                | 3               |
| Выбор и расчет топливного хозяйства и топливоприготовления   | 7—8                | 6               |
| Выбор и расчет системы технического водоснабжения            | 5—6                | 4               |
| Выбор и расчет водоподготовительных установок                | 6—7                | 5               |
| Выбор и расчет системы золоулавливания и шлакоудаления       | 7—8                | 6               |
| Автоматизация технологических процессов и АСУ электростанции | 9—10               | 7—8             |
| Выбор и описание компоновки главного корпуса                 | 2—3                | 2               |
| Выбор и описание генерального плана                          | 2—3                | 2               |
| Электротехническая часть                                     | 10                 | 8               |
| Технико-экономические показатели станции                     | 8                  | 6               |
| Охрана труда                                                 | 8—13               | 7,5             |
| Охрана окружающей среды                                      | 4—5                | 3               |
| Специальное задание                                          | 18—20              | 16              |
| Выводы и заключение                                          | 2—3                | 2               |
| Литература                                                   | 2—3                | 2               |
| Общий объем                                                  | 120—140            | 100             |

Объем графической части составляет 8—10 листов чертежного формата. В нее включаются:

- 1) развернутая тепловая схема энергоблока — 1 лист;
- 2) компоновка станции (план и поперечный разрез) — 2 листа;
- 3) генеральный план — 1 лист;
- 4) тепловой контроль и автоматика 1—2 листа;
- 5) электрическая часть — 1 лист;
- 6) специальное задание — 2—3 листа.

При углубленной разработке специальных вопросов объем спецзадания может быть увеличен до 30—40% с соответствующим сокращением других разделов проекта.

#### 1.4. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ПРОЕКТА

Оформление расчетно-пояснительной записки и графического материала должно соответствовать требованиям ЕСКД (Единой системы конструкторской документации).

Студент пишет расчетно-пояснительную записку на одной стороне писчей нелинованной бумаги потребительского формата А4 (ГОСТ 6656—66) четким почерком, чернилами одного цвета (черного, синего или фиолетового). Допускается печатание записки на машинке. В тексте пояснительной записки не должно быть зачеркнутых и сокращенных слов (за исключением общепринятых сокращений).

Размер шрифта текстового материала рекомендуется 2,5—5 мм, расстояние между строками — 7—10 мм; поле для подшивки листов записки — 20 мм, расстояние от края листа до текста: сверху страницы — 5 мм, сбоку и внизу — по 5 мм. Каждый раздел текста необходимо начинать с новой страницы.

Подразделы и параграфы, имеющие заголовки, отделяются от предыдущего текста просветом в одну строчку. Нумерация разделов, подразделов (параграфов) и пунктов должна отвечать требованиям ГОСТ 2.105—68.

Титульный лист расчетно-пояснительной записки выполняется по форме, предусмотренной ГОСТ 2.105—68 (рис. 1.1).

Типовые расчеты с целью устранения повторов оформляются в табличном виде с включением в таблицу расчетной формулы и количественных характеристик



|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                        |                 |                        |                 |              |       |       |  |       |       |                 |       |       |                |       |       |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|-----------------|------------------------|-----------------|--------------|-------|-------|--|-------|-------|-----------------|-------|-------|----------------|-------|-------|
| <p>Министерство высшего и среднего<br/>специального образования БССР</p> <p>Белорусский ордена Трудового<br/>Красного Знамени<br/>политехнический институт</p> <p>Кафедра "Тепловые электрические станции"</p> <p>Группа _____</p> <p>_____ (Тема проекта)</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p><b>Дипломный проект</b><br/><b>Расчетно-пояснительная</b><br/><b>записка</b></p> <table> <tr> <td>Разработал:</td> <td>_____ (подпись и дата)</td> <td>_____ (фамилия)</td> </tr> <tr> <td>Консультант:</td> <td>_____</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td></td> <td>_____</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td>Нормоконтролер:</td> <td>_____</td> <td>_____</td> </tr> <tr> <td>Зав. кафедрой:</td> <td>_____</td> <td>_____</td> </tr> </table> <p>197__ г</p> |                        | Разработал:     | _____ (подпись и дата) | _____ (фамилия) | Консультант: | _____ | _____ |  | _____ | _____ | Нормоконтролер: | _____ | _____ | Зав. кафедрой: | _____ | _____ |
| Разработал:                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | _____ (подпись и дата) | _____ (фамилия) |                        |                 |              |       |       |  |       |       |                 |       |       |                |       |       |
| Консультант:                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | _____                  | _____           |                        |                 |              |       |       |  |       |       |                 |       |       |                |       |       |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | _____                  | _____           |                        |                 |              |       |       |  |       |       |                 |       |       |                |       |       |
| Нормоконтролер:                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | _____                  | _____           |                        |                 |              |       |       |  |       |       |                 |       |       |                |       |       |
| Зав. кафедрой:                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | _____                  | _____           |                        |                 |              |       |       |  |       |       |                 |       |       |                |       |       |

Рис. 1.1. Титульный лист расчетно-пояснительной записки

каждого учитываемого показателя. Все формулы, помещаемые в расчетно-пояснительной записке, должны иметь порядковые номера и расшифровку входящих в них символов.

Для иллюстрации изложенного текстового материала следует приводить рисунки, схемы, фотографии, графики.

Помещаемые в тексте записки таблицы и иллюстративный материал нумеруются отдельно и выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ 2.105—68.

Данные, на которых основываются расчеты, объяснения или доказательства того или иного положения, должны иметь ссылки на источник.

При оформлении расчетно-пояснительной записки рекомендуется придерживаться следующего порядка расположения материала:

- 1) титульный лист;
- 2) задание на дипломное проектирование;
- 3) оглавление;
- 4) введение;
- 5) вопросы, разрабатываемые в соответствии с заданием на проектирование;
- 6) выводы и заключение;
- 7) библиография.

Порядок расположения вопросов, разрабатываемых в соответствии с заданием на проектирование, зависит от темы дипломного проекта и определяется дипломником совместно с руководителем проекта.

Графический материал дипломного проекта выполняется карандашом или тушью на листах чертежной бумаги (ГОСТ 597—56) стандартного формата по ГОСТ 2.301—68. Выполнение и оформление чертежей производится в соответствии с ЕСКД, применяемой при проектировании тепловых электрических станций.

Институтом «Теплоэлектропроект» разработана инструкция, устанавливающая правила оформления проектно-конструкторской документации для строительства тепловых и атомных электрических станций. С 1 ноября 1974 г. Госстроем СССР введена временная инструкция о составе и оформлении строительных рабочих чертежей зданий и сооружений (СН 460—74). При проектировании тепловых электрических станций следует руководствоваться этими двумя инструкциями. Их основные положения должны выполняться и при подготовке дипломного

проекта по специальности «Тепловые электрические станции».

При выполнении чертежей, схем и записок необходимо предусматривать: применение в проектах ограниченной номенклатуры аппаратуры и оборудования серийного производства, сортамента материалов и т. п.; наимыгоднейшие способы изготовления изделий при монтаже и строительстве, а также максимальное удобство сооружаемых конструкций в эксплуатации; максимальную сборность узлов при монтаже и строительстве; максимальную унификацию узлов.

На каждом чертеже (листе чертежа) помещаются угловые штампы. При выполнении чертежа на нескольких листах всем листам данного чертежа присваивается одно и то же наименование и обозначение (номер).

Изображения изделий, сооружений и их частей (видов, разрезов, сечений) должны быть выполнены в соответствии с ГОСТ 2.305—68 по методу прямоугольного проецирования.

Если на чертежах указывается большое количество разрезов (1 1; 2 2; 3 3 и т. д.), необходимо располагать их в порядке последовательной нумерации в целях удобства нахождения при чтении чертежа. Нумерацию необходимо начинать слева направо и по окончании продолжать сверху вниз. Нумерация вразброс запрещается.

На чертежах следует располагать:

а) планы зданий — длинной стороной вдоль листа;  
б) план главного корпуса электростанции — с ориентировкой машинного зала внизу листа;

в) планы остальных сооружений — в соответствии с расположением здания на генплане. В исключительных случаях допускается поворот плана здания или изображения на листе по часовой стрелке на 90°. Правила изображения предметов (сооружений и их составных элементов, металлоконструкций) на чертежах установлены ГОСТ 2.305—68, правила нанесения размеров на чертежах и других технических документах — ГОСТ 2.307—68.

На схемах, компоновочных и монтажных чертежах оборудование и его элементы нумеруют в соответствии с номерами позиций, указанными в спецификации (перечне). Номера позиций указывают на полках линий-выносок на основных видах и разрезах, располагают параллельно угловому штампу чертежа вне контура изображе-

ния и группируют в колонку или строчку по возможности на одной линии. Номера позиций наносят на чертеже, как правило, один раз. При повторном указании номера позиции одинаковых составных частей все повторяющиеся номера позиций выделяют двойной полкой. Шрифт номеров позиций должен быть на один-два размера больше, чем шрифт, принятый для размерных чисел на том же чертеже.

Спецификации и таблицы к чертежам помещаются на свободном поле чертежа над угловым штампом и при необходимости слева от него в две и более колонок. Спецификации и таблицы выполняются сверху вниз, при этом необходимо над штампом оставлять разрыв, равный 50 мм.

Форматы листов чертежей и других технических документов (схем, спецификаций, перечней чертежей и т. п.) установлены ГОСТ 2.301—68.

Обозначения форматов состояются из двух цифр (чисел), первая из которых указывает кратность одной стороны формата к величине 297 мм, а вторая — кратность другой стороны к величине 210 мм. Допускается к обозначению форматов добавлять дополнительные индексы: для форматов с расположением углового штампа вдоль короткой стороны — индекс «В», для форматов с расположением штампа вдоль длинной стороны — индекс «Г» (например, 12В, 12Г).

Как правило, рекомендуется применение следующих основных форматов: 11, 12, 22, 24, 44. Допускается также применение дополнительных форматов, образуемых по приведенной в ГОСТ 2.301—68 схеме (рис. 1.2) путем увеличения сторон основных форматов на величину, кратную размерам формата 11. Применение форматов, не соответствующих ГОСТ 2.301—68, запрещается.

Устанавливаются строго определенная форма, размеры и порядок заполнения углового штампа для проектно-конструкторских чертежей отечественных объектов. Штамп выполняется сплошными основными линиями по ГОСТ 2.303—68.

В графе 1 углового штампа указывается наименование объекта (наименования объекта и его составных частей должны быть одинаковыми на всех листах чертежей); в графе 2 — наименование сооружения, узла; в графе 3 — наименование чертежа; в графе 4 — обозначение

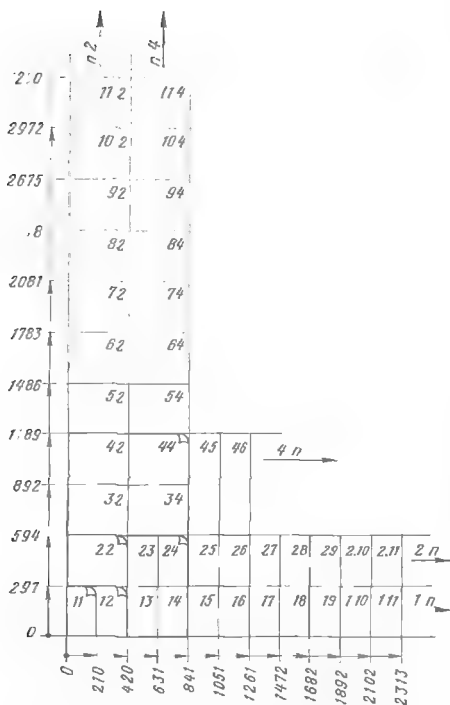


Рис. 1.2. Схема построения форматов по ГОСТ 2301-68.

(номер) чертежа; в графе 5— номер заглавного листа; в графе 6— стадия проекта (курсовой, дипломный); в графе 7— отдел (сектор)-разработчик; в графе 8— масштаб (без буквы «М»); в графе 9— шифр (для отделений, имеющих двойную нумерацию); в графе 10— порядковый номер листа; в графе 11— общее количество листов; в графе 12— должности лиц, подписывающих документ; в графе 13— фамилии лиц, подписывающих документ; в графе 14— подписи лиц, фамилии которых указаны в графе 13; в графе 15— дата подписания документа; в графе 16— товарный знак проектного института, организаций; в графах 17—21 — графы таблиц изменений (см. рис. 1.3).

Масштабы изображений на чертежах принимаются по ГОСТ 2.302—68. Масштабы обозначаются: в штампе чертежа — по типу 1 : 2; 1 : 5 (без буквы «М»); над изображениями на чертеже — по типу М1 : 2; М1 : 5 и т. д. Если на чертеже большинство изображений исполнено в равных масштабах, то в штампе масштаб не проставляется.

Наименование, начертание и толщина линий на чертежах должны соответствовать ГОСТ 2.303—68.

Шрифты чертежные для надписей, наносимых от руки (тушью или карандашом) на чертежи и другие технические документы, выполняются по ГОСТ 2.304—68. При выполнении чертежей и текстовых материалов на кальке рекомендуется применять следующие шрифты:

1) размер 2,5— в заголовках и подзаголовках таблиц, спецификаций при написании тушью;

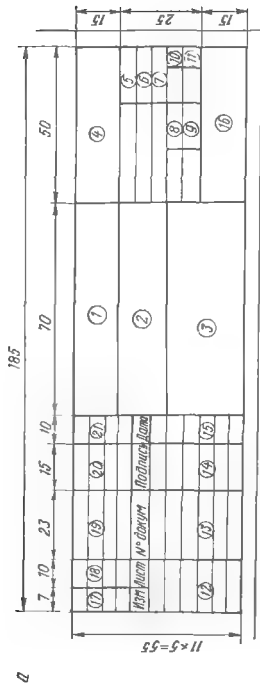
2) размер 3,5— для текста и цифр на чертежах, обозначения стандартов и номеров чертежей в таблицах;

3) размер 5— для обозначения деталей, осей зданий, заголовков в таблицах, для сокращенных названий организаций в текстах;

4) размер 7— для буквенных обозначений проекций на чертежах или римских цифр для обозначения выносных элементов;

5) размеры 10 и 14— для титульных листов и названий альбомов.

При разработке проектов в тепловых и технологических схемах следует принимать условные графические обозначения по табл. 1.2. Обозначения в схемах, приведенные в этой таблице, приняты по стандартам ЕСКД, а в части, отсутствующей в стандартах,— по МВН 699—54



**б**

|                                |      |             |         |                  |  |           |  |
|--------------------------------|------|-------------|---------|------------------|--|-----------|--|
| ТЭЦ 800 МВт                    |      |             |         | Заглавный лист   |  |           |  |
| Главный корпус                 |      |             |         | Специал. проекта |  | Диаг. пр. |  |
|                                |      |             |         | Введен (генплан) |  | ЭФ        |  |
|                                |      |             |         | Масштаб 1:100    |  | Лист      |  |
| План на отметке<br>0.00; 12.00 |      |             |         | Шифр             |  | Листов    |  |
|                                |      |             |         | БПИ              |  |           |  |
|                                |      |             |         |                  |  |           |  |
| Мин.                           | Лист | № документа | Подпись | Дата             |  |           |  |
| Зав. кад.                      |      |             |         |                  |  |           |  |
| Рук. пр.                       |      |             |         |                  |  |           |  |
| Конструктор                    |      |             |         |                  |  |           |  |
| Корректор                      |      |             |         |                  |  |           |  |
| Студент                        |      |             |         |                  |  |           |  |

Рис. 1.3. Размер углового штампа для чертежей и схем (а) и пример его заполнения (б).

**Табл. 1.2. Условные графические обозначения  
по тепломеханической части**

### 1. ТРУБОПРОВОДЫ

| Среда                                                                        | Условное обозначение                                                                |
|------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| 1                                                                            | 2                                                                                   |
| <b>Паропроводы, газо- и топливопроводы,<br/>маслопроводы (по МВН 699—54)</b> |                                                                                     |
| Пар:<br>общее обозначение                                                    |    |
| свежий                                                                       |    |
| промегрева <sup>1</sup>                                                      |    |
| производственного и теплофикационного<br>отборов (противодавление)           |    |
| переменного давления нерегулируемых<br>отборов, растопочных линий            |    |
| замасленный                                                                  |    |
| Замечание. Толщина линий 1—2 мм                                              |                                                                                     |
| <b>Конденсат:</b>                                                            |                                                                                     |
| общее обозначение                                                            |  |
| замасленный                                                                  |  |
| <b>Дренаж, переливы и сливы</b>                                              |                                                                                     |
| Вода:                                                                        |                                                                                     |
| питательная                                                                  |  |
|                                                                              |  |



| 1                                                                                 | 2                      |
|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| сырая, техническая, циркуляционная                                                | — · — · — · — · —      |
| сетевая, подпиточная                                                              | — — — — —              |
| Продувка:<br>непрерывная                                                          | — — + — — + —          |
| периодическая                                                                     | — —    — —             |
| Импульсы регулирующие <sup>2</sup>                                                | — — — — —              |
| Воздух. Паровоздушная смесь                                                       | — — — — —<br>— — — — — |
| Газ                                                                               | — ● — ● — ● — ● —      |
| Масло                                                                             | — // — // —            |
| Топливо:<br>жидкое                                                                | — / — / —              |
| твердое                                                                           | — — — — —              |
| Смесь: <sup>3</sup><br>пылевоздушная                                              | — — — — —              |
|                                                                                   | — — — — —              |
| Пульпа гидрозоловая, гидрошлаковая, гид-<br>роугольная, шлакопроводы <sup>1</sup> | + + + + + + + + + + +  |

| 1                                     | 2                         |
|---------------------------------------|---------------------------|
| <b>Трубопроводы водоподготовки</b>    |                           |
| Вода различного состава и назначения: |                           |
| сырая <sup>2</sup>                    | — — — — —                 |
| коагулированная                       | — / — — — / —             |
| осветленная <sup>2</sup>              | — — — U — — —             |
| Na-катионированная <sup>2</sup>       | — — — Na — — —            |
| H-катионированная <sup>2</sup>        | — — — H — — —             |
| анионированная                        | — — — A — — —             |
| декарбонизованная                     | — — — D — — —             |
| H—Na-катионированная                  | — — — H—Na — — —          |
| подкисленная <sup>2</sup>             | — — — K — — —             |
| химически обессоленная                | — — — X / — — —           |
| химически очищенная <sup>2</sup>      | — — — X — — —             |
| промывочная <sup>2</sup>              | — — — П — — —             |
| промывочная повторно используемая     | — — — П — П — — —         |
| Конденсат: <sup>2</sup>               |                           |
| замасленный (замазученный)            | — — — / / — — — / / — — — |
| зажелезленный                         | — — — / Ж / — — —         |
| очищенный                             | — — — — —                 |

Замечание. Толщина линий 0.2—1 мм.

Примечания: 1. Условные обозначения, принятые дополнительно.

2. Длина штрихов 1 мм.

3. Расстояние между линиями 1 мм.

| Арматура | Условное обозначение |
|----------|----------------------|
| 1        | 2                    |

## Арматура трубопроводная

По стандартам ЕСК Д

Вентиль (клапан), ГОСТ 2.785—70:

запорный:

проходной

угловой

трехходовой



регулирующий:

проходной

угловой



Клапан, ГОСТ 2.785—70:

обратный (невозвратный).

проходной



угловой



Замечание. Движение рабочей среды от белого треугольника к черному.

предохранительный:

проходной

угловой



дроссельный



редукционный



Замечание. Вершина треугольника должна быть направлена в сторону повышенного давления.

поздунный автономный (бантуз)



| 1                                                                  | 2                                                                                   |
|--------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| Задвижка, ГОСТ 2.785—70                                            |    |
| Затвор поворотный, ГОСТ 2.785—70                                   |    |
| Кран:                                                              |                                                                                     |
| проходной                                                          |    |
| угловой                                                            |    |
| Замечание. ГОСТ 2.786—70.                                          |                                                                                     |
| трехходовой, общее обозначение, ГОСТ 2.785—70                      |    |
| Сетка приемная, ГОСТ 2.786—70:                                     |                                                                                     |
| без клапана                                                        |    |
| с клапаном                                                         |    |
| <i>По МВН 699—54</i>                                               |                                                                                     |
| Клапан предохранительный с поплавком                               |    |
| Регулятор уровня, питания с поплавком, встроенным в сосуд          |    |
| Регулятор уровня, питания, перелива с выносной поплавковой камерой |    |
| Клапан:                                                            |                                                                                     |
| регулирующий «до себя»                                             |   |
| регулирующий «после себя»                                          |  |

## 2. ОБОРУДОВАНИЕ

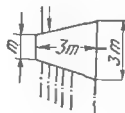
| Оборудование | Условное обозначение |
|--------------|----------------------|
| 1            | 2                    |

Основное оборудование — турбины и котлы

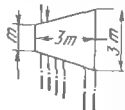
По МВН 699—54

Турбина:

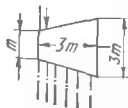
паровая типа К или Р одноцилиндровая  
с регулируемым отбором



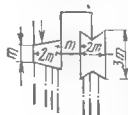
паровая типа Т или П (с одним регулируемым отбором) одноцилиндровая



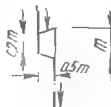
паровая типа ПТ (с двумя регулируемыми отборами) одноцилиндровая

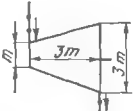
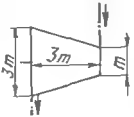


паровая типа К двухцилиндровая с двухпоточной ЧНД



паровая типа К или Р без отборов (привод механизмов собственного расхода)



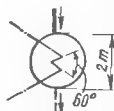
| 1                                                                                                                 | 2                                                                                   |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| газовая (каждый цилиндр)                                                                                          |    |
| Турбовоздуходувка, турбокомпрессор (каждый цилиндр)                                                               |    |
| Котел паровой или котлоагрегат с пароперегревателем                                                               |    |
| Перегреватель промежуточный (газовый)                                                                             |    |
| Экономайзер                                                                                                       |    |
| Воздухоподогреватель                                                                                              |   |
| Пример обозначения котла с пароперегревателем, промежуточным перегревателем, экономайзером, воздухоподогревателем |  |

| 1 | 2 |
|---|---|
|---|---|

## Вспомогательное оборудование и электрические машины

По МВН 699—54

Конденсатор:  
поверхностный



поверхностный двухпоточный

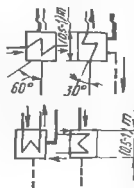


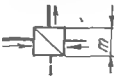
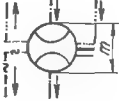
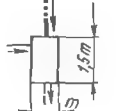
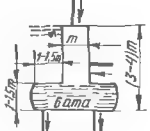
Теплообменные аппараты:

смешивающие



поверхностные { подогреватель, охлади-  
тель, экономайзер низкого давления, па-  
рогенераторы для атомных электростан-  
ций, для которых модуль принимать 2m)



| 1                                                                                    | 2                                                                                   |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| Маслоохладитель                                                                      |    |
| Испаритель                                                                           |    |
| Впрыск                                                                               |    |
| Эжектор турбины основной (паровой с охладителем)                                     |    |
| Расширитель (сепаратор)                                                              |    |
| Деаэратор (бак и колошка). Рабочее давление деаэратора проставляется в контурах бака |   |
| Насос (общее обозначение)                                                            |  |



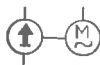
| 1                                                                                            | 2 |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|---|
| По стандартам ЕСКД                                                                           |   |
| Генератор, ГОСТ 2.722—68:<br>переменного тока                                                |   |
| постоянного тока                                                                             |   |
| Электродвигатель, ГОСТ 2.722—68:<br>переменного тока                                         |   |
| постоянного тока                                                                             |   |
| Компрессор, ГОСТ 2.782—68                                                                    |   |
| Насос, ГОСТ 2.782—68:<br>ручной                                                              |   |
| струйный (эжектор, инжектор, элеватор,<br>водоструйный и пароструйный):<br>общее обозначение |   |
| водоструйный                                                                                 |   |
| пароструйный                                                                                 |   |
| Вентилятор, ГОСТ 2.782—68:<br>центробежный                                                   |   |
| осевой                                                                                       |   |

Замечание. Данное условное обозначение допускается применять также для изображения дымооса.

| 1                                                   | 2                                                                                 |
|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| Бак, ГОСТ 2.780—68:<br>под атмосферным давлением    |  |
| с внутренним давлением выше атмосферного            |  |
| с внутренним давлением ниже атмосферного (вакуумом) |  |

### Примеры применения условных обозначений

Насос с приводом от электродвигателя переменного тока



Турбонасос



Вентилятор двустороннего всасывания с приводом от электродвигателя переменного тока



и в соответствии с установившейся практикой проектирования.

Обозначения трубопроводов, приведенные в табл. 1.2, обязательны для схем, включающих разнообразные виды трубопроводов и оборудования. В специализированных схемах, включающих ограниченные виды трубопроводов (схемы маслопроводов, технического водоснабжения и т. п.), основной вид трубопровода (независимо от проводимой среды) обозначается сплошной линией толщиной 1—1,5 мм, следующий — более тонкой линией (0,5 мм), затем пунктирной и т. д.

Все условные обозначения по МВИ 699—54 изображаются с соблюдением соотношений, указанных в нормах ( $m$  — модуль схемы — принимается в зависимости от характера и размеров схемы, например  $m=10, 15$  или  $20$  мм). Эти соотношения являются рекомендуемыми и, если это требуется, могут быть изменены.

## 1.5. ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ПРОЕКТЕ

При выполнении дипломного проекта студент должен пользоваться Международной системой единиц СИ. Однако в связи с тем, что на электрических станциях все контрольно-измерительные приборы градуированы в технической системе единиц (системе МКГСС) и в этой же системе производится оценка технико-экономических показателей ТЭС, следует использовать переводную систему единиц.

## Глава 2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА (ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС)

### 2.1. ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА КЭС

Выбор оптимального варианта проектируемого объекта осуществляется на основе расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений, показателем которой является минимум приведенных затрат.

Расчет оптимального варианта по минимуму приведенных затрат требует соблюдения условий сопоставимости, к которым относятся следующее:

1) варианты, подлежащие экономическому сравнению, должны быть технически сопоставимы и взаимозаменяемы. Каждый из вариантов следует поставить в оптимальные для него условия, при которых обеспечивается получение наилучших технико-экономических показателей;

2) варианты должны быть экономически сопоставимы, т. е. обеспечивать одинаковый производственный эффект и учитывать все народнохозяйственные затраты, связанные с его достижением. Для обеспечения равенства энергетического эффекта (потребители получают равное количество энергии одинакового ассортимента при одинаковых графиках нагрузки и одинаковой степени надежности энергоснабжения) производится уравнивание вариантов по полезному отпуску энергии и мощности с использованием замещающих установок;

3) при сравнении вариантов, имеющих разные сроки строительства, неодинаковые размеры капиталовложений по годам строительства, разную очередность ввода мощностей, экономические показатели вариантов должны быть рассчитаны с учетом фактора времени;

4) при сопоставлении вариантов должно обеспечиваться единство методов расчета и следует выдерживать одинаковый уровень цен.

При проектировании конденсационной электростанции необходимо обосновать ее мощность с точки зрения баланса мощности и выработки электроэнергии по энергосистеме в целом.

Приняв энергосистему, в которой будет строиться проектируемая станция, можно найти установленную мощность энергосистемы к расчетному году:

$$N_{уст} = N_0 \left( 1 + \frac{PT}{100} \right),$$

где  $N_0$  — мощность энергосистемы в базовом году;  $P$  — среднегодовой прирост мощности, на 1970—1980 гг. составляет примерно 10—12%;  $T$  — период от года, для которого определено значение  $N_0$ , до года выхода КЭС на расчетную мощность (от начала строительства до выхода КЭС на расчетную мощность в зависимости от количества блоков проходит 5—7 лет).

Задавшись величиной и направлением результирующего перетока мощности, который составляет 10—15% суммарной мощности энергосистемы, можно определить величину совмещенного максимума нагрузки потребителей  $P_{max}$  для расчетного года на основании баланса мощности по энергосистеме. При этом возможны три случая:

1) результирующий переток в данную энергосистему

$$P_{max} = \left[ \frac{N_{уст}}{\rho} \left( 1 - \frac{\Delta N_{с.н}}{100} \right) + N_{пер} \right] \left( 1 - \frac{\Delta N_{п.с}}{100} \right),$$

где  $\rho$  — коэффициент резерва, принимается равным 1,11—1,15;  $N_{пер}$  — результирующий переток мощности;  $\Delta N_{с.н}$  — расход мощности на собственные нужды, принимается равным 5—7%;  $\Delta N_{п.с}$  — расход мощности на потери в сетях, принимается равным 8—11%;

2) результирующий переток из данной энергосистемы

$$P_{max} = \frac{N_{уст}}{\rho} \left( 1 - \frac{\Delta N_{с.н}}{100} \right) \left( 1 - \frac{\Delta N_{п.с}}{100} \right) - N_{пер};$$

3) изолированная энергосистема

$$P_{max} = \frac{N_{уст}}{\rho} \left( 1 - \frac{\Delta N_{с.н}}{100} \right) \left( 1 - \frac{\Delta N_{п.с}}{100} \right).$$

По значению  $P_{max}$  для расчетного года можно найти величину совмещенного максимума  $P_{max}^*$  в исходном году:

$$P'_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\left(1 + \frac{C}{100}\right)^{T_{\text{осв}}}}.$$

где  $C$  — ежегодный прирост совмещенного максимума нагрузки, принимается в пределах 7—13% (меньшие цифры — для сильно развитых промышленных районов, большие — для менее развитых);  $T_{\text{осв}}$  — время от ввода первого блока до выхода КЭС на проектный отпуск электроэнергии (освоения), принимается равным 4—5 годам.

Зная  $P'_{\text{max}}$ , а также переток мощности в исходном году и его направление, можно определить установленную мощность энергосистемы в исходном году для одного из рассмотренных случаев:

1) переток в исходном году в данную энергосистему

$$N'_{\text{уст}} = \left( P'_{\text{max}} \frac{100}{100 - \Delta N'_{\text{п.с}}} - N_{\text{пер}} \right) \frac{100}{100 - \Delta N'_{\text{с.н}}} \rho,$$

где

$$\Delta N'_{\text{п.с}} = (0,93 - 0,96) \Delta N_{\text{п.с}};$$

$$\Delta N'_{\text{с.н}} = (1,04 - 1,08) \Delta N_{\text{с.н}};$$

2) переток в исходном году из данной энергосистемы

$$N'_{\text{уст}} = (P'_{\text{max}} + N'_{\text{пер}}) \frac{100}{100 - \Delta N'_{\text{с.н}}} - \frac{100}{100 - \Delta N'_{\text{п.с}}} \rho.$$

Необходимый ввод мощности в энергосистеме за расчетный период

$$N_{\text{ввод}} = N_{\text{уст}} - N'_{\text{уст}} + N_{\text{дем}},$$

где  $N_{\text{дем}}$  — мощность, намечаемая к демонтажу за расчетный период, принимается равной 0,4—0,7%  $N_{\text{уст}}$  за год.

Величина  $N_{\text{ввод}}$  должна быть примерно равна мощности КЭС, что обеспечивается соответствующим выбором нормируемых величин.

Далее составляется баланс электроэнергии по системе для двух возможных случаев:

1) переток в данную энергосистему

$$N_{\text{уст}} h_{\text{з.с}} + N_{\text{пер}} h_{\text{пер}} = \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{п.о}} \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{п.с}}} \times$$

$$\times \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{с.п}}} - N_{\text{пер}} h_{\text{пер}} \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{с.п}}}, \quad (2.1)$$

где  $h_{\text{эл.с}}$  — число часов использования в году суммарной установленной мощности энергосистемы, принимается равным 5000—6500;  $h_{\text{пер}}$  — число часов использования в году максимальной мощности перетока, принимается равным 4000—5500;  $\Delta \mathcal{E}_{\text{п.с}}$  — расход энергии на потери в сетях, принимается равным 8—10%.

Из выражения (2.1) находится величина полезного отпуска электроэнергии:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{п.о}} &= (N_{\text{уст}} h_{\text{эл.с}} + N_{\text{пер}} h_{\text{пер}}) \frac{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{п.с}}}{100} \times \\ &\times \frac{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{с.п}}}{100} - N_{\text{пер}} h_{\text{пер}} \frac{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{п.с}}}{100}; \end{aligned}$$

2) переток из данной энергосистемы

$$N_{\text{уст}} f_{\text{эл.с}} = (\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{п.о}} + N_{\text{пер}} h_{\text{пер}}) \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{п.с}}} - \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{с.п}}},$$

откуда

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{п.о}} &= \\ &= \frac{N_{\text{уст}} h_{\text{уст}} - N_{\text{пер}} h_{\text{пер}} \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{п.с}}} \cdot \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{с.п}}}}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{п.с}}} \cdot \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{с.п}}}. \end{aligned}$$

Полезно отпущенная электроэнергия распределяется между отдельными категориями потребителей примерно в следующем соотношении (в процентах от всей полезно отпущенной энергии):

промышленность ( $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{п.о}}$ ) — 62 — 71;  
коммунальное хозяйство городов ( $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{к.х.г}}$ ) 13 — 17;  
коммунальные нужды сельской местности ( $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{к.с/к}}$ ) 5—8;  
сельскохозяйственное производство ( $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{х.с}}$ ) — 6 — 9;  
прочие потребители ( $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{пр}}$ ) — 3 — 5.

В соответствии с принятой структурой электропотребле-

ния  $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{п.о}}$  распределится по отдельным категориям потребителей:

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{п.о}} = \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{пр}} + \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{с/х}} + \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{к.г}} + \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{с/х}}.$$

Затем необходимо дать краткую экономическую характеристику района, охватываемого энергосистемой. На основании этой характеристики составляется уточненный электробаланс района, в котором предусмотрено строительство КЭС. Данные баланса сводятся в следующую таблицу:

| Отрасль городского хозяйства | Количественный показатель $P_i$ | Удельный расход электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{уд}}$ | Годовое потребление электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{пот год}}$ | Число часов использования максимума $n_{\text{max}}$ | Максимальная нагрузка по отрасли $P_{\text{max}}^i$ |
|------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
|------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|

Итого .

Состав потребителей, количество продукции, численность населения и структура электропотребления выбираются такими, чтобы сумма  $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{пот}}$  равнялась ранее определенной величине  $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{п.о}}$ , а произведение  $\sum P_{\text{max}}^i k_{\text{грав}}$  — ранее определенной величине  $P_{\text{max}}$ . Коэффициент разновременности  $k_{\text{грав}}$  принимается равным 0,85 — 0,92.

Годовая выработка электрической энергии на проектируемой КЭС

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{КЭС}} = N_{\text{КЭС}} h_{\text{уст}},$$

где  $h_{\text{уст}}$  принимается равным 5500 — 6800 ч в году в зависимости от мощности и структуры проектируемой КЭС, типа энергосистемы и ее мощности. Полученная величина  $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{КЭС}}$  кладется в основу дальнейших расчетов.

## 2.2. ВЫБОР МОЩНОСТИ БЛОКОВ НА КЭС

По рассчитанной ранее мощности КЭС необходимо выбрать единичную мощность блоков и их количество. Общее количество блоков на КЭС при полном ее развитии не должно превышать восьми, так как дальнейшее увеличение числа блоков не дает заметного экономического эффекта.



Иногда рациональная единичная мощность блока для КЭС заданной мощности является достаточно очевидной, однако и в этом случае необходимо, кроме основного варианта, наметить второй и выполнить сравнение двух вариантов для определения экономического эффекта, получаемого при установке блоков с оптимальной единичной мощностью.

Намеченные варианты могут различаться единичной мощностью и количеством блоков, суммарной установленной мощностью КЭС, расходом электроэнергии на собственные нужды, величиной мощности аварийного резерва энергосистемы. Перечисленные выше факторы, кроме аварийного резерва, ведут к изменению отпускаемого количества электроэнергии с шин станции и при сравнении вариантов могут быть учтены с помощью замыкающих затрат на электрическую энергию.

Различие вариантов по величине аварийного резерва энергосистемы влияет лишь на дополнительные капиталовложения в ту или иную энергосистему, связанные с увеличением процента аварийного резерва.

Определение капиталовложений по вариантам осуществляется следующим образом.

Полные капиталовложения по каждому из вариантов рассчитываются по выражению

$$K = K_{\text{КЭС}} + K_{\text{доп}} - [K_{\text{бл}}^{\text{гол}} + (n_{\text{бл}} - 1) K_{\text{бл}}^{\text{посл}}] + \Delta N_{\text{рез}} \frac{K_{\text{КЭС}}}{N_{\text{КЭС}}},$$

где  $K_{\text{бл}}^{\text{гол}}$  — капиталовложения в головной блок;  $K_{\text{бл}}^{\text{посл}}$  — капиталовложения в последующие блоки;  $\Delta N_{\text{рез}}$  — разность в величине аварийного резерва между сравниваемыми вариантами, учитывается только в том варианте, который требует большей величины аварийного резерва;  $n_{\text{бл}}$  — количество блоков на КЭС.

Капиталовложения в головной блок с учетом задела в последующие блоки

$$K_{\text{бл}}^{\text{гол}*} = K_{\text{бл}}^{\text{гол}} (1,1 \div 1,15).$$

Капиталовложения  $K_{\text{бл}}^{\text{гол}*}$  распределяются между первым, вторым и частью третьего года строительства в отношении

$$K_1 : K_2 : K_3 \frac{t}{12} = 1 : 1,15 : 2,3 \frac{t}{12},$$

где  $t$  — число месяцев с начала третьего года до ввода головного блока.

Для определения динамики освоения капиталовложений производится расчет периода времени от начала строительства КЭС до выхода ее на проектный отпуск электроэнергии:

$$T_{\text{расч}} = T_{\text{стр}} + 1 \text{ год};$$

$$T_{\text{стр}} = T_{\text{ввод}}^{\text{п. бл}} + (4 \div 6) \text{ мес.},$$

где  $T_{\text{расч}}$  — расчетный период выхода КЭС на нормальную эксплуатацию;  $T_{\text{стр}}$  — срок строительства КЭС;  $T_{\text{ввод}}^{\text{п. бл}}$  — срок ввода последнего блока.

В результате расчета строится график изменения капиталовложений в КЭС по годам с нарастающим итогом. На этом графике для соответствующего варианта строится прямая изменения дополнительных капиталовложений.

Капиталовложения за каждый  $t$ -й год находятся как разность ординат  $t$ -го и  $(t-1)$ -го года:

$$K_t^0 = K_t - K_{t-1}.$$

### 2.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОСТОЯННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ИЗДЕРЖЕК И РАСХОДА ТОПЛИВА

Постоянные годовые издержки для расчетного года

$$I_{\text{пост}}^{\text{расч}} = 1,3 \left( 1,2 K_{\text{КЭС}} \frac{P_{\text{ам}}}{100} + k_{\text{шт}} N_{\text{КЭС}} Z_{\text{ср}} \right),$$

где  $P_{\text{ам}}$  — амортизационные отчисления;  $k_{\text{шт}}$  — штатный коэффициент;  $Z_{\text{ср}}$  — среднегодовая зарплата с начислениями, принимается равной 1450–1600 руб/чел·год.

Постоянные издержки в третьем году

$$I_{\text{пост}}^{\text{III}} = (1,1 \div 1,2) I_{\text{пост}}^{\text{расч}} \frac{K^{\text{III}}}{K_{\text{КЭС}}} \cdot \frac{t_{\text{раб}}}{12},$$

где  $K^{\text{III}}$  — суммарные капиталовложения в КЭС за первые 3 года строительства;  $t_{\text{раб}}$  — время работы КЭС в третьем году.

Отпуск электрической энергии по каждому из вариантов в расчетном году

$$\mathcal{E}_{\text{расч}} = N_{\text{кэс}} h_{\text{уст}}^{\text{кэс}} \left( 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{с.п.}}}{100} \right),$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{\text{с.п.}}$  — процент расхода электроэнергии на собственные нужды.

Зная время ввода головного блока  $T_{\text{гол}}$  и учитывая, что пуск второго блока происходит через 4—6 месяцев, уточним вероятность пуска второго блока в третьем году и продолжительность его работы в этом году.

Отпущенная электрическая энергия в третьем году

$$\mathcal{E}^{\text{III}} = \sum_{i=1}^n N_i^{\text{III}} h_{\text{уст}}^{\text{III}} \frac{t_{\text{раб}}^i}{12} \left( 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{с.п.}}}{100} \right),$$

где  $N_i^{\text{III}}$  — мощность  $i$ -го блока, введенного в третьем году;  $h_{\text{уст}}^{\text{III}}$  — число часов использования установленной мощности в третьем году, принимается равным  $(3,5-4,5) 10^3$ ;  $t_{\text{раб}}^i$  — время работы в третьем году  $i$ -го блока, мес.;  $n$  — число блоков, введенных в работу в третьем году.

Годовой расход топлива в расчетном году при нормальной эксплуатации

$$B_{\text{год}}^{\text{расч}} = \mathcal{E}_{\text{расч}} b_{\text{э}},$$

где  $b_{\text{э}}$  — удельный расход топлива на 1 отпущенный кВт·ч.

Годовой расход топлива в третьем году

$$B_{\text{год}}^{\text{III}} = \mathcal{E}^{\text{III}} b_{\text{э}}^{\text{III}}.$$

По данным расчетов сопоставляемых вариантов строятся графики изменения постоянных издержек, отпуска электрической энергии и расхода топлива по годам от третьего до расчетного.

## 2.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ

При окончательном сравнении вариантов необходимо рассчитать приведенные затраты по каждому из них:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{п}} \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} (K_t^0 + H_{\text{пост}}^t) (1 + E_{\text{пр}})^{T-t} + H_{\text{пост}}^{\text{расч}} +$$

$$+ \sum_{t=3}^{T_{\text{план}}} \Delta Z'_{\text{топл}} (1 + E_{\text{пр}})^{T-t} + \sum_{t=3}^{T_{\text{расч}}} \Delta Z'_{\text{э.э}} (1 + E_{\text{пр}})^{T-t},$$

где  $E_{\text{н}}$  — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, равный 0,15;  $K_t^0$  — капитальные вложения в  $t$ -й год;  $I_{\text{пост}}^t$  — постоянные годовые издержки в  $t$ -й год, определяются по графикам изменения постоянных издержек;  $E_{\text{пр}}$  — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, равный 0,08;  $\Delta Z'_{\text{топл}}$  — дополнительные затраты на топливо, учитываются только в том варианте, где расход топлива больше;

$$\Delta Z'_{\text{топл}} = \Delta B_{\text{год}}^t Z_{\text{зам}}^{\text{топл}};$$

$\Delta B_{\text{год}}^t$  — годовая разность расхода топлива по вариантам, находится по графику изменения расхода топлива;  $Z_{\text{зам}}^{\text{топл}}$  — замыкающие затраты на топливо, используемое на КЭС;  $\Delta Z'_{\text{э.э}}$  — дополнительные затраты на выработку электрической энергии, учитываются только в том варианте, где отпуск электрической энергии меньше:

$$\Delta Z'_{\text{э.э}} = \Delta \mathcal{E}^t Z_{\text{зам}}^{\text{э.э}};$$

$\Delta \mathcal{E}^t$  — разность в отпуске электрической энергии по годам, находится по графику отпуска электрической энергии;  $Z_{\text{зам}}^{\text{э.э}}$  — замыкающие затраты на электрическую энергию;  $T$  — год приведения затрат.

Вариант, у которого  $Z_{\text{пр}}$  существенно меньше, является оптимальным. Если разность между вариантами составляет 2—3%, то окончательный выбор варианта производится с учетом дополнительных соображений (большая освоенность оборудования, перспективы дальнейшего расширения проектируемой КЭС и др.).

## 2.5. ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ТЭЦ

Необходимость в сооружении ТЭЦ вызывается требованиями покрытия тепловых нагрузок промышленных и коммунально-бытовых потребителей. В задании на проектирование обычно даются величина и структура тепловых нагрузок или ориентировочная мощность ТЭЦ Тре-

буется дать обоснование электрической мощности и тепловой нагрузки ТЭЦ.

По тепловым нагрузкам подбирается состав теплофикационных агрегатов и уточняется электрическая мощность ТЭЦ. Далее производится проверочный расчет выбранных тепловых нагрузок.

Для выбранных агрегатов определяются расчетные технологические и отопительные нагрузки ТЭЦ:

$$Q_{т.р.}^{ТЭЦ} = \frac{Q_{тх.о}^н}{\alpha_{час}^{тх}}; \quad Q_{тф.р.}^{ТЭЦ} = \frac{Q_{тф.о}^н}{\alpha_{час}^{тф}}$$

где  $Q_{тх.р.}^{ТЭЦ}$ ,  $Q_{тф.р.}^{ТЭЦ}$  — расчетные часовые технологические и отопительные (теплофикационные) нагрузки ТЭЦ;  $Q_{тх.о}^н$ ,  $Q_{тф.о}^н$  — суммарные номинальные часовые технологические и отопительные отборы агрегатов;  $\alpha_{час}^{тх}$ ,  $\alpha_{час}^{тф}$  — расчетные часовые коэффициенты теплофикации;  $\alpha_{час}^{тх}$  принимается в пределах 0,8—0,9;  $\alpha_{час}^{тф}$  — 0,5—0,65, причем верхние пределы принимаются для установок с более высокими технико-экономическими показателями (Т-250, ПТ-135).

Заданная тепловая нагрузка распределяется между различными категориями потребителей для уточнения режима теплоснабжения и расчета показателей загрузки оборудования ТЭЦ.

## 2.6. РАСЧЕТ РЕЖИМА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТОПИТЕЛЬНЫХ ОТБОРОВ

Для расчета режима теплоснабжения коммунально-бытовых потребителей необходимо определить количество жителей в начальном и расчетном годах, число часов использования в году максимальной тепловой нагрузки, годовые и максимальные часовые тепловые нагрузки.

Количество жителей, которые будут обеспечены теплом от проектируемой ТЭЦ, находится по выражению

$$Z_{расч} = \frac{Q_{тф.р.}^{ТЭЦ} \eta_{т.с} h_{max}}{q_{уд}^{год}}$$

где  $\eta_{т.с}$  — к. п. д. тепловых сетей, принимается равным

0,9—0,94;  $h_{\text{мах}}^{\text{гф}}$  — число часов использования в году максимума отопительной нагрузки:

$$h_{\text{мах}}^{\text{гф}} = \frac{q_{\text{о+в}}^{\text{год}} h_{\text{о+в}}^{\text{мах}} + q_{\text{г.в}}^{\text{год}} h_{\text{г.в}}^{\text{мах}}}{q_{\text{уд}}^{\text{год}}}; \quad (2.2)$$

$q_{\text{о+в}}^{\text{год}}$ ,  $q_{\text{г.в}}^{\text{год}}$  — удельные годовые расходы тепла на одного жителя для отопления и вентиляции и горячего водоснабжения;  $h_{\text{о+в}}^{\text{год}}$ ,  $h_{\text{г.в}}^{\text{год}}$  — число часов использования в году нагрузки отопления и вентиляции и горячего водоснабжения;  $q_{\text{уд}}^{\text{год}}$  — удельный годовой суммарный расход тепла на 1 жителя:

$$q_{\text{уд}}^{\text{год}} = q_{\text{о+в}}^{\text{год}} + q_{\text{г.в}}^{\text{год}}.$$

Население города к началу расчетного периода

$$Z_{\text{нач}} = \frac{Z_{\text{расч}}}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)^{T_{\text{расч}}}},$$

где  $i$  — ежегодный прирост населения города, равный 1,3—1,7%;  $T_{\text{расч}}$  — время, через которое ТЭЦ достигнет проектной нагрузки ( $T_{\text{расч}} = 6-7$  лет).

Тепловая нагрузка к началу расчетного периода

$$Q_{\text{тф.нач}} = Q_{\text{тф.р}}^{\text{ТЭЦ}} \frac{Z_{\text{нач}}}{Z_{\text{расч}}}$$

Годовая отопительная нагрузка ТЭЦ к расчетному периоду определяется как сумма следующих слагаемых:

а) отопления и вентиляции

$$Q_{\text{о+в}}^{\text{год}} = Z_{\text{расч}} q_{\text{о+в}}^{\text{год}};$$

б) горячего водоснабжения

$$Q_{\text{г.в}}^{\text{год}} = Z_{\text{расч}} q_{\text{г.в}}^{\text{год}}.$$

Максимальные часовые нагрузки для расчетного года:

а) на отопление и вентиляцию

$$Q_{\text{о+в}}^{\text{р}} = \frac{Q_{\text{о+в}}^{\text{год}}}{h_{\text{о+в}}^{\text{мах}}};$$

б) на горячее водоснабжение

$$Q_{г.в}^p = - \frac{Q_{г.в}^{год}}{h_{г.в}^{max}}.$$

Суммарный годовой отпуск тепла от ТЭЦ к расчетному году

$$Q_{тф.год}^{ТЭЦ} = (Q_{о.в}^{год} + Q_{г.в}^{год}) \frac{1}{\eta_{т.с}}$$

Суммарный часовой отпуск тепла от ТЭЦ

$$Q_{тф}^{ТЭЦ} = (Q_{о.в}^p + Q_{г.в}^p) \frac{1}{\eta_{т.с}};$$

должно быть  $Q_{тф}^{ТЭЦ} \approx Q_{тф.р}^{ТЭЦ}$ .

Годовой отпуск тепла из теплофикационных отборов ТЭЦ

$$Q_{тф.о.год}^{ТЭЦ} = Q_{тф.год}^{ТЭЦ} \alpha_{год}^{тф},$$

где  $\alpha_{год}^{тф}$  — годовой коэффициент теплофикации, принимается на основании выбранного ранее  $\alpha_{час}^{тф}$  из следующей таблицы:

|                     |      |      |      |      |      |
|---------------------|------|------|------|------|------|
| $\alpha_{год}^{тф}$ | 0,45 | 0,50 | 0,55 | 0,60 | 0,65 |
| $\alpha_{год}^{тф}$ | 0,83 | 0,85 | 0,87 | 0,89 | 0,91 |

Часовой отпуск тепла из отопительных отборов ТЭЦ

$$Q_{тф.о}^{ТЭЦ} = Q_{тф}^{ТЭЦ} \alpha_{час}^{тф}; \quad (2.3)$$

должно быть  $Q_{тф.о}^{ТЭЦ} \approx Q_{тф.о}^н$ .

Полученные значения  $Q_{тф.о.год}^{ТЭЦ}$  и  $Q_{тф.о}^{ТЭЦ}$  используются для выбора единичной мощности агрегата.

## 2.7. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ТЭЦ

Для определения технологической нагрузки намечается состав промышленных предприятий, снабжающихся теплом от ТЭЦ в расчетном году. По удельным расходам на единицу готовой продукции определяются годовые и

максимальные часовые расходы тепла. Расчет сводится в таблицу следующего вида:

| Производство | Годовой объем готовой продукции $P_i^{\text{год}}$ | Удельный расход тепла на единицу готовой продукции |                                               | Годовой расход тепла                               |                                                          | Число часов использования максимума тепловой нагрузки $h_i^{\text{max}}$ | Часовой максимальный расход тепла на технологические нужды $Q_{\text{тх}}^{\text{max}}$ |
|--------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|
|              |                                                    | технологические нужды $q_{\text{тх}}^i$            | санитарно-технические нужды $q_{\text{тф}}^i$ | технологические нужды $Q_{\text{тх}}^{\text{год}}$ | санитарно-технические нужды $Q_{\text{тф}}^{\text{год}}$ |                                                                          |                                                                                         |

Итого

Состав предприятий и количество продукции подбираются так, чтобы выполнялось условие

$$\sum Q_{\text{тх}}^{\text{max}} = \sum \frac{P_i^{\text{год}} q_{\text{тх}}^i}{h_i^{\text{max}}} = Q_{\text{тх.п.о}}^{\text{ТЭЦ}}$$

где  $Q_{\text{тх.п.о}}^{\text{ТЭЦ}}$  — полезный часовой отпуск тепла на технологические нужды:

$$Q_{\text{тх.п.о}}^{\text{ТЭЦ}} = (Q_{\text{тх.р}}^{\text{ТЭЦ}} - Q_{\text{тх}}^{\text{с.н}}) \eta_{\text{п.с}};$$

$Q_{\text{тх}}^{\text{с.н}}$  — часовой расход тепла на собственные нужды, приближенно принимается: на мазутное хозяйство — 2,3—2,6% суммарной номинальной производительности котлоагрегатов; на калориферы — 1,2—1,3% суммарной номинальной производительности котлоагрегатов;  $\eta_{\text{п.с}}$  — к. п. д. паровых сетей, принимается равным 0,9—0,93.

Годовой отпуск тепла от ТЭЦ на технологические нужды

$$Q_{\text{тх.год}}^{\text{ТЭЦ}} = \sum Q_{\text{тх.год}}^i \frac{1}{\eta_{\text{п.с}}} + Q_{\text{тх}}^{\text{с.н}} h_{\text{max}}^{\text{с.н}},$$

где  $h_{\text{max}}^{\text{с.н}}$  принимается равным 5200—6000 ч в год



Годовой расход тепла на технологические нужды из отборов турбин ТЭЦ

$$Q_{\text{тх.о.год}}^{\text{ТЭЦ}} = \sum Q_{\text{тх.год}}^i \frac{1}{\eta_{\text{н.с}}} \alpha_{\text{год}}^{\text{тх}} + Q_{\text{тх.год}}^{\text{с.н}} \alpha_{\text{год}}^{\prime \text{тх}}, \quad (2.4)$$

где  $\alpha_{\text{тх.год}}$  — годовой коэффициент теплофикации, принимается равным 0,9 — 0,96;  $\alpha_{\text{тх.год}}^{\prime}$  принимается равным 0,95 — 0,99.

Годовая санитарно-техническая нагрузка промышленных предприятий

$$Q_{\text{с.т.год}} = \sum Q_{\text{с.т.год}}^i$$

Задавшись годовым числом часов использования максимума санитарно-технической нагрузки промышленных предприятий, величина которого лежит в пределах 2800—3200, определяют максимальный часовой расход тепла:

$$Q_{\text{с.т}} = \frac{Q_{\text{с.т.год}}}{h_{\text{с.т}}^{\text{max}}}$$

В дальнейших расчетах санитарно-техническая нагрузка промышленных предприятий (годовая и максимальная часовая) должна суммироваться с соответствующей отопительной нагрузкой коммунально-бытовых потребителей.

Число часов использования максимума технологической нагрузки:

$$h_{\text{тх}}^{\text{max}} = \frac{\sum P_{\text{год}}^i q_{\text{тх}}^i}{\sum Q_{\text{тх}}^{\text{max}}}. \quad (2.5)$$

Полученные значения  $Q_{\text{тх.о.год}}^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $h_{\text{тх.год}}^{\text{тх}}$  используются в дальнейших расчетах.

## 2.8. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ

Выбор основного оборудования ТЭЦ зависит в первую очередь от величины и структуры тепловых нагрузок, при этом учитываются следующие общие соображения:

1) в случае чисто отопительной ТЭЦ необходимо стремиться к блочной схеме;

2) при смешанной тепловой нагрузке надо также рассмотреть возможности применения блочной схемы для ТЭЦ или части ее;

3) число агрегатов можно сокращать до минимума за счет большей единичной мощности;

4) при значительной технологической нагрузке следует рассмотреть вопрос об установке турбин типа Р для покрытия базовой части нагрузки;

5) выбор турбин, котлоагрегатов и пиковых котлов зависит от принятого коэффициента теплофикации, который определяет основные показатели ТЭЦ: общую электрическую мощность, годовое число часов использования теплофикационной мощности, число и тип пиковых котлов.

При выборе оборудования ТЭЦ необходимо, кроме основного варианта, рассмотреть второй, конкурирующий вариант и сравнить их между собой. Оба варианта должны обеспечивать одинаковую расчетную тепловую нагрузку.

## 2.9. ВЫБОР ПИКОВЫХ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ (ПВК)

Выбор ПВК производят, исходя из теплофикационной нагрузки в номинальном режиме и суммарного номинального отпуска тепла из теплофикационных отборов турбин.

Часовой отпуск тепла от ПВК в номинальном режиме

$$Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} - Q_{\text{тф.о}}^{\text{ТЭЦ}}.$$

Количество ПВК

$$l = \frac{Q_{\text{ПВК}}}{Q_{\text{ПВК}}^{\text{н}}}.$$

где  $Q_{\text{ПВК}}^{\text{н}}$  — номинальная теплопроизводительность пикового котла.

## 2.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

После того как намечен состав основного оборудования турбин, котлоагрегатов, пиковых водогрейных котлов для каждого варианта, необходимо выбрать головные агрегаты (первую турбину и первый котлоагрегат). Если нагрузка ТЭЦ смешанная, первым обычно устанавливается турбоагрегат типа ПТ. Если агрегаты на ТЭЦ разного типа либо сильно отличаются по мощности, то головной агрегат принимается меньшей мощности, а при определении общей стоимости ТЭЦ следует учесть, что затраты на

первый агрегат большей мощности равны средней величине затрат между головным и последующим.

Полные капиталовложения по каждому из вариантов

$$K_{\text{ТЭЦ}} = K_{\text{ка}}^{\text{гол}} + K_{\text{тг}}^{\text{гол}} + K_{\text{ПВК}}^{\text{гол}} + (n-1)K_{\text{ка}}^{\text{посл}} + \\ + (m-1)K_{\text{тг}}^{\text{посл}} + (l-1)K_{\text{ПВК}}^{\text{посл}},$$

где  $K_{\text{ка}}^{\text{гол}}$ ,  $K_{\text{ка}}^{\text{посл}}$  — капиталовложения в головной и последующие котлоагрегаты;  $K_{\text{тг}}^{\text{гол}}$ ,  $K_{\text{тг}}^{\text{посл}}$  — то же в турбогенераторы;  $K_{\text{ПВК}}^{\text{гол}}$ ,  $K_{\text{ПВК}}^{\text{посл}}$  — то же в ПВК;  $n$  — число котлоагрегатов, установленных на ТЭЦ;  $m$  — число турбогенераторов;  $l$  — число ПВК.

Для определения динамики освоения капиталовложений по каждому варианту вычисляются сроки ввода головных агрегатов  $T_{\text{гол}}$ , сроки строительства  $T_{\text{стр}}$ , сроки освоения проектной мощности  $T_{\text{расч}}$  и капиталовложения в головные агрегаты  $K_{\text{гол}}^*$ :

$$T_{\text{расч}} = T_{\text{стр}} + 2 \text{ года};$$

$$T_{\text{стр}} = T_{\text{ввод}} + (5 \div 6) \text{ месяцев},$$

где  $T_{\text{ввод}}$  — сроки ввода последнего агрегата.

С учетом задела по последующим агрегатам находятся капиталовложения в головные агрегаты:

$$K_{\text{гол}}^* = (1,2 \div 1,3) K_{\text{гол}},$$

где

$$K_{\text{гол}} = K_{\text{гол}}^{\text{ка}} + K_{\text{гол}}^{\text{тг}}.$$

Капиталовложения  $K_{\text{гол}}^*$  распределяются между первым, вторым и частью третьего года в отношении

$$K_1 : K_2 : K_3 = \frac{t}{12} = 1 : 1,7 : 2,7 - \frac{t}{12},$$

где  $t$  — число месяцев с начала третьего года до ввода головного агрегата.

Если срок ввода головного агрегата составляет примерно 2 года, то капиталовложения распределяются в отношении

$$K_1 : K_2 = 1 : 2.$$

Строится график изменения капиталовложений в ТЭЦ по годам с нарастающим итогом.

Капиталовложения за каждый  $t$ -й год определяются как разность ординат в конце  $t$ -го и  $(t-1)$ -го года:

$$K_t^0 = K_t - (K_t - 1).$$

## 2.11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОСТОЯННЫХ ИЗДЕРЖЕК

Постоянные годовые издержки для расчетного года

$$I_{\text{пост}}^{\text{расч}} = 1,3 \left( 1,2 K_{\text{ТЭЦ}} \frac{P_{\text{ам}}}{100} + k_{\text{шт}} N_{\text{ТЭЦ}} Z_{\text{сг}} \right),$$

где  $P_{\text{ам}}$  — амортизационные отчисления;  $k_{\text{шт}}$  — штатный коэффициент;  $Z_{\text{сг}}$  — среднегодовая зарплата с начислениями, принимается равной 1400—1600 руб/чел-год.

Постоянные издержки в третьем году

$$I_{\text{пост}}^{\text{III}} = (1,1 \div 1,15) I_{\text{пост}}^{\text{расч}} \frac{K_{\text{III}}^{\Sigma}}{K_{\text{ТЭЦ}}} \cdot \frac{t_{\text{р.б.}}}{12},$$

где  $K_{\text{III}}^{\Sigma}$  — суммарные капиталовложения в ТЭЦ за первые 3 года строительства;  $t_{\text{р.б.}}$  — время работы ТЭЦ в третьем году, мес.

## 2.12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА

Годовые расходы тепла по отдельным турбинам определяются по энергетическим характеристикам на основе годовых отпусков тепла и выработки электрической энергии.

Величины  $Q_{\text{т.ф.о.год}}^{\text{ТЭЦ}}$  и  $Q_{\text{т.х.о.год}}^{\text{ТЭЦ}}$  [см. формулы (2.3) и (2.4)] надо распределить между агрегатами, загружая в первую очередь более экономичные машины.

Число часов использования установленной электрической мощности турбин в году  $h_{\text{уст}}^{\text{э}}$  можно принять в следующих пределах: для турбины типа Т-250 — 6000—6750 ч; типа Р-100, ПТ-135 — 5500—6500 ч; типа Р-50, ПТ-60, Т-110 — 5000—6000 ч. Большие значения принимаются при большей годовой загрузке отборов.

Общий годовой расход тепла от котлоагрегатов высоко-го давления

$$Q_{\text{год}}^{\text{ка}} = \left( \sum_{i=1}^m Q_{\text{тур.год}}^i + Q_{\text{РОЭ.год}} \right) (1,02 \div 1,03),$$

где  $Q_{\text{тур.год}}^i$  — годовой расход тепла на  $i$ -й турбогенератор; годовой отпуск тепла от редукционно-охладительной установки (РОУ)

$$Q_{\text{РОУ.год}} = Q_{\text{ТЭЦ.год}}^{\text{ТЭЦ}} (1 - \alpha_{\text{год}}^{\text{ТХ}}).$$

Годовой расход условного топлива на котлоагрегат

$$B_{\text{год}}^{\text{ка}} = \frac{Q_{\text{год}}^{\text{ка}}}{29,31 \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} (1,005 \div 1,01),$$

где  $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}$  — к. п. д. брутто котлоагрегата.

Годовой отпуск тепла от пиковых водогрейных котлов

$$Q_{\text{год}}^{\text{ПВК}} = Q_{\text{ТФ.год}}^{\text{ТЭЦ}} (1 - \alpha_{\text{год}}^{\text{ТФ}}).$$

Годовой расход топлива на водогрейные котлы

$$B_{\text{год}}^{\text{ПВК}} = \frac{Q_{\text{год}}^{\text{ПВК}}}{7 \eta_{\text{ПВК}}},$$

где  $\eta_{\text{ПВК}}$  — к. п. д. пиковых водогрейных котлов.

Годовой расход топлива на ТЭЦ

$$B_{\text{год}}^{\text{ТЭЦ}} = B_{\text{год}}^{\text{ка}} + B_{\text{год}}^{\text{ПВК}}.$$

Для определения годового расхода топлива в третьем году необходимо учесть, что если головная турбина вводится в начале третьего года, то через 5—7 месяцев в том же году может быть введена вторая турбина. Если турбина работает полностью весь третий год, то можно принять:  $h_{\text{уст } i}^{111} = 4000 \div 4500$  ч,  $Q_{\text{ТХ.oi}}^{111} = (0,4 \div 0,5) Q_{\text{ТХ.oi}}$ ;  $Q_{\text{ТФ.oi}}^{111} = (0,25 \div 0,30) Q_{\text{ТФ.oi}}$ , где  $Q_{\text{ТХ.oi}}$ ,  $Q_{\text{ТФ.oi}}$  — номинальный технологический и теплофикационный отборы  $i$ -й турбины.

Годовой отпуск тепла от ТЭЦ технологическим и коммунально-бытовым потребителям в третьем году:

$$Q_{\text{ТХ}}^{111} = \frac{\sum Q_{\text{ТХ.oi}}^{111}}{\alpha_{\text{ТХ}}^{\text{ТХ}} \text{ час}} h_{\text{ТХ}}^{\text{ТХ}} \sum \frac{t_{\text{раб}}^i}{12};$$

$$Q_{\text{ТФ}}^{111} = \frac{\sum Q_{\text{ТФ.oi}}^{111}}{\alpha_{\text{ТФ}}^{\text{ТФ}} \text{ час}} h_{\text{ТФ}}^{\text{ТФ}} \sum \frac{t_{\text{раб}}^i}{12},$$

где  $t_{\text{раб}}^i$  — время работы  $i$ -й турбины в третьем году;  $h_{\text{ТХ}}^{\text{ТХ}}$ ,  $h_{\text{ТФ}}^{\text{ТФ}}$  оцениваются по формулам (2.2) и (2.5).

Годовой отпуск тепла из отборов турбин ТЭЦ для технологических и коммунально-бытовых потребителей в третьем году:

$$Q_{\text{тх.о}}^{\text{III}} = Q_{\text{тх}}^{\text{III}} \alpha_{\text{год}}^{\text{тх}};$$

$$Q_{\text{тф.о}}^{\text{III}} = Q_{\text{тф}}^{\text{III}} \alpha_{\text{год}}^{\text{тф}}.$$

Полученные величины  $Q_{\text{тх.о}}^{\text{III}}$ ,  $Q_{\text{тф.о}}^{\text{III}}$  надо распределить между агрегатами, введенными в третьем году, и по энергетическим характеристикам подсчитать расходы тепла на каждую турбину.

Расход топлива в третьем году на ТЭЦ

$$B_{\text{год}}^{\text{III}} = \frac{\sum Q_{\text{тур}i}^{\text{III}} + Q_{\text{тх}}^{\text{III}} (1 - \alpha_{\text{год}}^{\text{тх}})}{\eta_{\text{тх}}^{\text{бр}}} + \frac{Q_{\text{тф}}^{\text{III}} (1 - \alpha_{\text{год}}^{\text{тф}})}{\eta_{\text{тф}}^{\text{бр}}},$$

где  $Q_{\text{тур}i}^{\text{III}}$  — расход тепла на  $i$ -й турбогенератор в третьем году.

Так как в сравниваемых вариантах выработка электроэнергии и отпуск тепла от ТЭЦ в третьем и последующих годах могут различаться, то необходимо уравнивать варианты по энергетическому эффекту. Разность в выработке электрической энергии учитывается с помощью замыкающих затрат на электроэнергию.

Разность в отпуске тепла учитывается с помощью дополнительного слагаемого, добавляемого к варианту с меньшим отпуском:

$$\Delta B = \sum_{t=3}^{T_{\text{расч}}} \Delta Q_{\text{отп}}^t b_t,$$

где  $b_t$  — удельный расход топлива на единицу отпущенного тепла;  $\Delta Q_{\text{отп}}^t$  — разность в отпуске тепловой энергии в  $t$ -й год (рассчитывается для двух точек:  $t = 3$  и  $t = T_{\text{расч}}$ , промежуточные значения получаются путем линейной интерполяции).

Отпуск электрической энергии в расчетном году

$$\mathcal{E}_{\text{расч}} = \sum_{i=1}^m N_i h_{\text{уст}i} \left( 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{с.п}}}{100} \right),$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{\text{сп}}$  — процент расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ;  $m$  — количество работающих турбогенераторов.

Выработка электрической энергии в третьем году

$$\mathcal{E}_{\text{III}} = \sum_{i=1}^m N_i h_{\text{уст}i}^{\text{эIII}} \frac{t}{12}$$

Для каждого варианта строятся графики постоянных издержек, отпуска электрической энергии и расхода топлива по годам от третьего до расчетного.

### 2.13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИВЕДЕННЫХ ЗАТРАТ

Приведенные затраты по каждому из вариантов определяются по выражению

$$\begin{aligned} \mathcal{Z}_{\text{прив}} = & E_{\text{н}} \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} (K_t^0 + H_{\text{пост}}^t) (1 + E_{\text{пр}})^{T-t} + H_{\text{пост}}^{\text{расч}} + \\ & + \sum_{t=3}^{T_{\text{расч}}} \Delta \mathcal{Z}_{\text{топл}}^t (1 + E_{\text{пр}})^{T-t} + \sum_{t=3}^{T_{\text{расч}}} \Delta \mathcal{Z}_{\text{э}}^t (1 + E_{\text{пр}})^{T-t}. \end{aligned}$$

Расчет приведенных затрат и выбор оптимального варианта производятся так же, как и для КЭС.

## Глава 3. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ТЭС (ОСНОВЫ ВЫБОРА И РАСЧЕТА)

### 3.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Технологический цикл современных паротурбинных ТЭС характеризуется большой экономичностью преобразования энергии. Этому способствуют высокие начальные параметры пара, промежуточный перегрев пара, многоступенчатый регенеративный подогрев питательной воды, наличие охладителей перегрева пара и конденсата в системе регенерации, применение турбинного привода питательных насосов, ступенчатый подогрев сетевой воды, рациональное использование в цикле тепла продувки котлов пара из уплотнений турбины, применение конденсаторов турбины и вакуумных деаэраторов для деаэрации добавочной воды котлов и тепловой сети и т. п.

Выбор и составление принципиальной тепловой схемы является важнейшим этапом проектирования электростанции. При этом в общем случае выбираются:

- 1) тип турбины и котлоагрегатов;
- 2) схема включения основного оборудования по технологическим связям (блочная, с поперечными связями);
- 3) схема регенеративного подогрева питательной воды (температура питательной воды, число ступеней подогрева, распределение подогрева воды по ступеням, тип подогревателей, схема отвода конденсата греющего пара и т. п.);
- 4) схема включения питательных насосов, тип привода насосов и схема включения турбопривода в тепловую схему блока;
- 5) схема отпуска тепла внешним потребителям;
- 6) способ подготовки добавочной воды для восполнения потерь пара и конденсата;
- 7) схема использования тепла вспомогательных потоков.

Тепловая схема должна обеспечивать снижение затрат на строительство электростанции, высокие технико-экономические показатели при эксплуатации ТЭС, надежность работы и удобство обслуживания оборудования.



Принципиальная тепловая схема проектируемой электростанции должна выполняться на основе опыта строительства и эксплуатации передовых тепловых электростанций и требований нормативных материалов.

При проектировании электростанции расчет тепловой схемы обычно производится на режим максимальной нагрузки блока и для этого режима осуществляется выбор основного и вспомогательного оборудования. В зависимости от типа электростанции и поставленной задачи тепло-

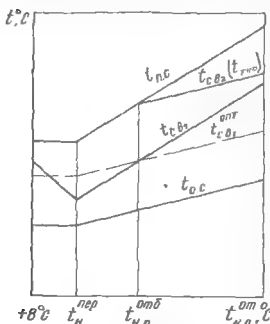


Рис. 3.1. Температурный график тепловой сети:

$t_{н.р}^{отб}$ ,  $t_{н.р}^{от}$  — расчетная наружная температура отборов турбин (включения пиковых котлов) и нагрузки отопления;  $t_{с.в.1}^{отп}$ ,  $t_{с.в.1}^{от}$  — температура сетевой воды соответственно обратной, после подогревателя 1-й ступени при оптимальном и действительном подогреве при двух ступенчатом подогреве, после подогревателя 2-й ступени (ча подогревателем турбины) и прямой (после турбины или пиковых котлов)

вая схема может рассчитываться на различные характерные режимы работы установки. Для конденсационной турбоустановки характерными являются режимы максимальной и средней электрических нагрузок.

Работа теплофикационных турбоустановок обусловлена графиками тепловых и электрических нагрузок и отличается большим многообразием режимов, характерными из которых являются:

1) зимний режим максимальной тепловой нагрузки ТЭЦ, соответствующий минимальной расчетной температуре наружного воздуха для определения отопительной нагрузки в данном климатическом районе  $t_{н.р}^{от}$  (рис. 3.1);

2) весенне-осенний режим работы турбоустановки по тепловому или электрическому графикам, соответствующий наружной температуре включения или отключения отопительной нагрузки  $t_{н.р} = 8^\circ\text{C}$ ;

3) летний режим работы при отпуске пара на производство, тепла с водой на горячее водоснабжение;

- 4) режим работы турбины типа ПТ с включенным только производственным либо отопительным отбором;
- 5) конденсационный режим.

### **3.2. УСЛОВИЯ, МЕТОДЫ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАСЧЕТА ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТУРБОУСТАНОВКИ**

Основными исходными данными для расчета тепловой схемы являются тип турбоустановки, величина электрических и тепловых нагрузок, начальные и конечные параметры пара, параметры теплоносителя. Дополнительные исходные данные, например число регенеративных отборов, температура питательной воды, число ступеней подогрева сетевой воды, давление пара в нерегулируемых отборах (если не задано), величина непрерывной продувки котла, способ восполнения потерь пара и конденсата, тип привода питательного насоса, выбираются и обосновываются при проектировании.

В результате расчета принципиальной тепловой схемы определяются величина и параметры потоков пара и воды, электрическая и тепловая мощность турбоустановки, расходы пара и тепла на производство электрической энергии и тепла, к.п.д. и удельные расходы тепла и топлива на отпускаемую потребителям энергию. Вследствие сложности и трудоемкости расчетов тепловых схем современных ТЭС в настоящее время для этих целей начинают использоваться ЭВМ, что не только облегчает и ускоряет расчеты, но и обеспечивает их высокую точность. Однако это требует составления и отработки сложных программ и алгоритмов расчета.

Расчет тепловой схемы может выполняться:

- 1) методом расчета в неявном виде, когда расходы пара в отбор определяются в долях от искомого расхода пара на турбину, определяемого в конце расчета по заданной ее мощности;
- 2) методом последовательных приближений по предварительно принятому расходу пара на турбину с последующим его уточнением;
- 3) методом расчета по заданному пропуску пара в конденсатор.

Расчет тепловой схемы первым методом производится в такой последовательности.

1. Для заданного режима работы турбины изображается процесс расширения пара на  $i-S$ -диаграмме, для чего оцениваются значения внутреннего относительного к.п.д. отсеков турбины и потеря давления пара в регулирующих органах.

2. Определяются параметры пара в отборах, конденсата, питательной и сетевой воды в подогревателях и составляется саодная таблица параметров.

3. Составляются уравнения материального баланса потоков пара и воды с учетом ануристанционных и внешних потерь пара и конденсата, потерь рабочего тела с продувочной водой, расхода пара на уплотнения и эжекторы. При этом учитываются расходы пара и потери, определяемые отпуском тепла внешним потребителям (на технологические нужды, отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение) и идущие на собственные нужды электростанции (разогрев мазута, подогрев воздуха, сушку топлива и т. п.).

4. Составляются и решаются уравнения теплового, а в некоторых случаях и материального баланса различных подогревателей и аппаратов, потребляющих пар из отборов турбины (регенеративные подогреватели питательной воды, деаэраторы, испарительная установка, сетевые подогреватели, паропреобразователи и т. п.), из которых определяются расходы пара на каждый подогреватель и аппарат. Составление и решение уравнений следует осуществлять вначале для подогревателей сетевой воды, испарителей, паропреобразователей, расширителей непрерывной продувки, подогревателей добавочной воды. После этого рассчитываются регенеративные подогреватели от верхнего подогревателя высокого давления (ПВД) до основного деаэратора, затем деаэратор и далее — подогреватели низкого давления (ПНД).

При расчете регенеративных подогревателей учитываются поступающие в них другие потоки пара (из уплотнений турбины, расширителей продувки) и дренажа.

Расходы пара на отдельные подогреватели и устройства определяются в абсолютных значениях (например, на подогреватели сетевой воды, паропреобразователи, РОУ, разогрев мазута, подогрев воздуха, сушку топлива и т. п.) или в долях от искомого расхода пара на турбину:  $D_{отб} = a_{отб} D_{тур}$ , где  $D_{отб}$ ,  $D_{тур}$  — расход пара в отбор и на турбину;  $a_{отб}$  — доля отбора пара.

5. При турбинном приводе питательного насоса составляется уравнение мощности насоса и определяется расход пара на приводную турбину.

6. Составляется энергетическое уравнение турбогенераторной установки, из которого определяется полный расход пара на турбину.

7. Находятся величины отдельных потоков пара и воды, ранее определенные в виде долей от общего расхода пара на турбину. Правильность выполненных расчетов проверяется суммированием найденных величин всех потоков пара, отбираемых из отборов турбины, и потока пара, поступающего в конденсатор, которые должны быть равны расходу пара на турбину.

8. Определяется электрическая мощность отдельных потоков пара, проходящих через проточную часть турбины. Суммирование мощности отдельных потоков пара должно дать полную мощность турбины, принятую в расчете (если она задана). Расхождение в значениях мощности, полученной при расчете и принятой при решении энергетического уравнения турбоустановки, не должно превышать 1%.

9. Определяются показатели тепловой экономичности паротурбинной установки и электростанции в целом.

При расчете тепловой схемы по второму методу предварительно оценивают расход пара на турбину по диаграмме режимов либо по приближенным формулам:

для КЭС

$$D_{\text{тур}} - k_p D_{\text{к.э}} = k_p \frac{3600 N_n}{H \eta_m \eta_g}$$

для ТЭЦ

$$D_{\text{тур}} = k_p (D_{\text{к.э}} + \sum y_n D_n + \sum y_{\text{от}} D_{\text{от}}),$$

где  $k_p$  — коэффициент, учитывающий расход пара на регенеративный подогрев питательной воды и зависящий от начальных параметров пара: 8,80 МПа, 535 °С —  $k_p = 1,1$  — 1,15; 12,75 МПа, 550/550 °С —  $k_p = 1,16$  — 1,20; 23,5 МПа, 545/545 °С —  $k_p = 1,26$  — 1,30;  $D_{\text{к.э}}$  — расход пара при чисто конденсационном режиме, кг/ч;  $N_n$  — заданная электрическая мощность турбины, кВт;  $H$  — использованный перепад энтальпии в турбине, кДж/кг;  $\eta_m$ ,  $\eta_g$  — механический к. п. д. турбины и к. п. д. генератора;  $y_n$ ,  $y_{\text{от}}$  — коэффициенты недовыработки производственного и отопительного

отборов;  $D_{\text{п}}$ ,  $D_{\text{от}}$  — расход пара из производственного и отопительного отборов, кг/ч.

Дальнейший расчет производится в той же последовательности, что и первым методом.

Если найденная суммарная мощность отдельных потоков пара расходится с заданной более чем на 1%, то задаются новым значением расхода пара на турбину и производят перерасчет.

Достоинством этого метода является то, что уравнения тепловых и материальных балансов подогревателей получаются более простыми, а расходы пара и воды сразу определяются в явном виде. Недостаток — многократность повторения расчетов.

Третий метод расчета тепловой схемы (по заданному пропуску пара в конденсатор) имеет ограниченное применение и не используется при каскадном сливе конденсата из поверхностных подогревателей, поскольку расчет регенеративных подогревателей этим методом производится от нижнего ПНД к деаэратору.

Ниже рассматриваются некоторые методические положения расчета отдельных элементов тепловой схемы паротурбинного блока.

### 3.3. ПРОЦЕСС РАСШИРЕНИЯ ПАРА В ТУРБИНЕ НА $i$ - $S$ -ДИГРАММЕ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПАРА И ВОДЫ

Для определения параметров пара в отборах турбины на  $i$ - $S$ -диаграмме изображается процесс расширения пара в турбине, для чего проточная часть делится на отдельные участки по характерным точкам. Например, для конденсационных турбин часть высокого давления (ЧВД) считается от начала расширения до отвода пара на промежуточный перегрев, часть среднего давления (ЧСД) — после промежуточного перегрева до отвода пара в часть низкого давления, часть низкого давления (ЧНД) — до конденсатора.

Для теплофикационных турбин типа ПТ часть высокого давления считается от регулирующих клапанов до камеры производственного отбора, часть среднего давления — после производственного отбора до камеры нижнего (при двухступенчатом подогреве сетевой воды) отопительного отбора, часть низкого давления — от отопительного отбора до конденсатора.

Дросселирование пара на участке от стопорного клапана до сопел первой ступени при номинальной нагрузке составляет 3—5% начального давления  $p_0$ .

Потеря давления в тракте газового промежуточного перегрева (паропроводах, перегревателе, регулирующих устройствах) не превышает 10—12% давления пара, поступающего на промперегрев.

При перепуске пара из ЧСД в ЧНД учитывается потеря давления от дросселирования, равная 1—2% давления пара перед перепусковыми трубами.

Для теплофикационных турбин с регулируемыми отборами процесс расширения пара на  $i$ - $S$ -диаграмме изображается с учетом дросселирования пара в регулирующих устройствах отборов. Потеря давления в регулирующем устройстве (клапане, поворотной диафрагме, заслонке) зависит от степени его открытия и величины пропуска пара к последующим ступеням, определяемым режимом работы турбины. При полном открытии регулирующего устройства потеря давления в нем обычно равна 4—6% давления пара в камере регулируемого отбора  $p_{отб}$ . При частичном открытии потеря давления от дросселирования может составлять 40—60% и более.

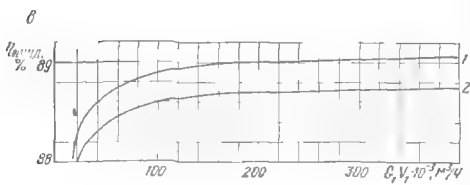
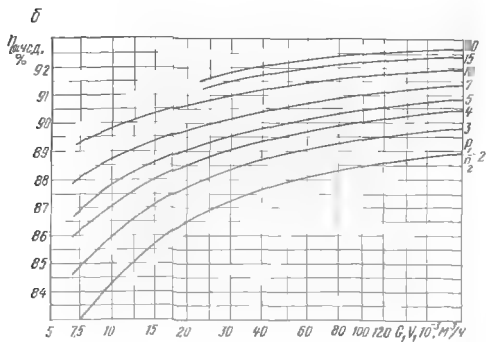
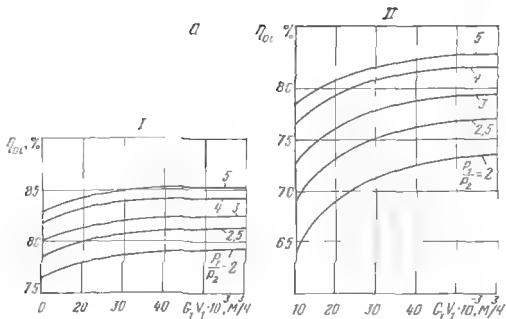
Давление перед ступенью приближенно может быть найдено из соотношения

$$p = \frac{D}{D_{\Pi}} p_p,$$

где  $p$  — искомое давление пара перед ступенью при заданном расходе пара  $D$ ;  $p_p$  — расчетное давление перед ступенью при расчетном расходе пара  $D_p$ .

Значения внутреннего относительного к.п.д. ЧВД, ЧСД и ЧНД принимаются по данным заводов — изготовителей турбин, данным испытаний или по справочной литературе. При отсутствии таких данных величину  $\eta_{от}$  можно оценить по графикам рис. 3.2 и 3.3.

Давление пара в регулируемых отборах теплофикационных турбин определяется условиями работы внешних тепловых потребителей. При отпуске пара потребителям непосредственно из отбора давление в производственном отборе принимается равным давлению пара у потребителя с добавлением потери давления в паропроводе от ТЭЦ до потребителя.



При отпуске тепла в виде горячей воды давление пара в отопительных отборах турбины обусловлено режимом подогрева сетевой воды в основных подогревателях и определяется, исходя из температурного графика тепловой сети (см. рис. 3.1), принятого значения коэффициента теплофикации, величины потери давления пара на участке от камеры отбора турбины до подогревателя и температурного напора в подогревателе (см. § 35).

Давление пара в регенеративных отборах турбины при расчетном режиме принимается по справочным данным заводов — изготовителей турбин либо находится в результате специальных расчетов распределения подогрева питательной воды между ступенями.

При выполнении расчета тепловой схемы для режима работы турбоустановки, отличного от номинального (расчетного), и отсутствии данных по давлению пара в камерах нерегулируемых отборов на этом режиме последние могут быть найдены, если задан расход пара через ступень и имеются расчетные значения расходов и давлений пара по отсекам турбины, из следующих соотношений:

$$\frac{D}{D_p} = \frac{p_1}{p_p}; \quad \frac{D^2}{D_p^2} = \frac{p_1^2 - p_2^2}{p_{1p}^2 - p_{2p}^2},$$

где  $p_1, p_{1p}$  — искомое и расчетное давление пара перед соплами отсека ступеней соответственно при заданном  $D$  и расчетном  $D_p$  расходах пара;  $p_2, p_{2p}$  — давление пара за ступенью отсека соответственно при расходах пара  $D$  и  $D_p$ .

Температура питательной воды после регенеративного подогревателя  $t_{\text{п.в}}$  при отсутствии охладителя пара принимается меньше температуры насыщения пара в подогревателе на 3—5 °С для ПВД и на 1,5—3 °С для ПНД. Давление пара в подогревателе принимается на 7—10% меньше давления в камере отбора.

Рис. 3.2. Внутренний относительный к.п.д.:

$a$  — ЧВД с одновесечной (I) и двухвесечной (II) регулирующими ступенями;  $b$  — ЧСД;  $в$  — ЧПД;  $p_1$  — давление на входе в отсек;  $p_2$  — давление на выходе из него;  $G_1 V_1$  — объемный расход пара на входе в отсек;  $I$  — ЧПД с 4 или 8 выходами;  $2$  — ЧПД с 3 или 6 выходами



Энтальпия питательной воды  $i_{п.в}$  находится по термодинамическим таблицам как функция температуры  $t_{п.в}$  и давления питательной воды.

Коэффициент недовыработки для отборов до промпрегрева

$$y = \frac{i_i - i_k + \Delta i_{п.п}}{i_0 - i_k + \Delta i_{п.п}};$$

для отборов после промпрегрева

$$y = \frac{i_i - i_k}{i_0 - i_k + \Delta i_{п.п}}$$

Здесь  $i_0$ ,  $i_i$ ,  $i_k$  — энтальпия пара перед турбиной, в данном отборе и поступающего в конденсатор, кДж/кг;  $\Delta i_{п.п}$  —

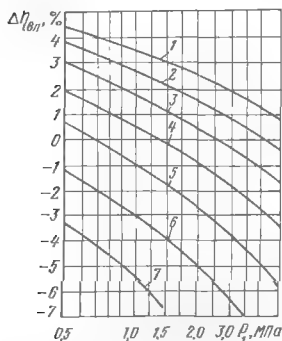


Рис. 3.3. Поправка к внутреннему относительному к.п.д. ЧНД турбины, учитывающая конечную влажность пара ( $p_1$  — давление перед ЧНД):

$t$  — начальная температура пара перед ЧНД 500 °C; 2—450 °C; 3—400 °C; 4—350 °C; 5—300 °C; 6—250 °C; 7—200 °C. Внутренний относительный к. п. д. ЧНД турбины с учетом влажности определяется по формуле

$$\eta'_{oi} = \left(1 - \frac{\Delta \eta_{вл}}{100}\right) \eta_{oi}.$$

тепло, сообщаемое пару при промпрегреве, кДж/кг. При отсутствии промпрегрева  $\Delta i_{п.п} = 0$ .

При наличии у регенеративного подогревателя охладителя конденсата температура конденсата после подогревателя принимается на 5—10 °C выше температуры питательной воды, входящей в подогреватель (охладитель конденсата). Соответствующая этой температуре энтальпия конденсата находится по термодинамическим таблицам.

При наличии у регенеративного подогревателя охладителя пара дополнительный подогрев питательной воды в нем зависит от энтальпии отбираемого пара и его расхода на подогреватель. Определение величины подогрева воды в охладителе пара рассмотрено в § 3.5.

### 3.4. БАЛАНС ОСНОВНЫХ ПОТОКОВ ПАРА И ВОДЫ ТЭС

На рис. 3.4 представлена принципиальная тепловая схема паротурбинной установки, на которой показаны все основные элементы современных тепловых схем, присутствующие как в конденсационных, так и в теплофикационных турбинах.

Расчетная схема баланса пара, воды и тепла приведена на рис. 3.5.

Утечки пара, условно отнесенные к участку паропровода между котлом и турбиной, оцениваются величиной  $a_{ут}$ , относительной от  $D_{тур}$ . Величина утечек пара и конденсата при номинальной нагрузке котлоагрегатов допускается в следующих пределах: для КЭС — до 1%; для чисто отопительных ТЭЦ — до 1,2%; для производственных и отопительно-производственных ТЭЦ — до 1,6%.

Производительность котлоагрегата

$$D_{ка} = D_{тур} + a_{ут} D_{тур} = (1 + a_{ут}) D_{тур}.$$

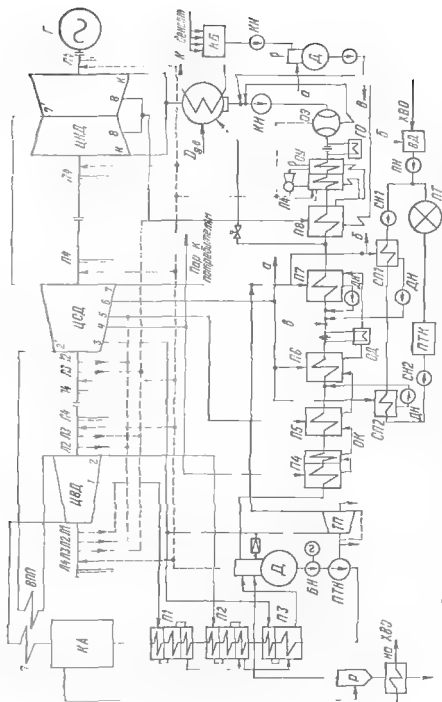
Расход питательной воды

$$D_{п.в} = D_{ка} + D_{пр} = D_{ка} + a_{пр} D_{ка} = (1 + a_{пр}) D_{ка} = \\ = (1 + a_{пр})(1 + a_{ут}) D_{тур},$$

где  $a_{пр} = \frac{D_{пр}}{D_{ка}}$  — доля непрерывной продувки котлоагрегата, принимаемая равной 0,3—0,5% для электростанций с восполнением потерь дистиллятом испарителей или обессоленной водой и 1—3%  $D_{ка}$  для электростанций с восполнением потерь химически очищенной водой, при невозврате конденсата от потребителей более 40%  $D_{ка}$ , а также при высокой минерализованности исходной воды величина продувки доходит до 5%.

Количество добавочной воды  $D_{д.в.}$ , подаваемой в систему питания котлов, определяется потерями пара и конденсата на станции и на производстве:

$$D_{д.в.} = D_{д.в.}^{внутр} + D_{д.в.}^{неш},$$



КА—котловая вода; ПП, ВПП—первичный и вторичный пароперегреватели; ЦВД, ЦСД, ЦНД—цилиндры высокого давления турбины; ЭЭ—электрический генератор; Д—двигатель; ПР—регенеративный подогреватель пара; ОС—осевое давление турбины; ОО—осевое отопление; ОХ—охлаждающий теплообменник; ОУ—охладитель уходящих газов; ГО—газовый котел; Р—радиационный котел; КБ—конденсатный бак; ВД—вакуумный деаэратор; ПК—пиковый теплоаккумулятор; ТП—турбина пароводогрейная; КВ—конденсатный насос; БН—буферный насос; СН—сетевой насос; ПН—подпиточный насос; ДН—дренажный насос; ПТН—питательный насос; ПТ—потребитель тепла; ХОВ—химическая очистка воды.

где  $D_{д.в}^{внутр} = D_{ут} + D_{пр}'$  — потери пара и конденсата на электростанции, включающие потери с утечками  $D_{ут}$  и потери воды с непрерывной продувкой барабанных котлов  $D_{пр}'$ ;  $D_{д.в}^{внеш} = D_{п} - D_{о.к}$  — потери пара и конденсата у внешних потребителей тепла, определяемые разностью между расходом пара внешним потребителям  $D_{п}$  и количеством возвращенного конденсата  $D_{о.к}$ .

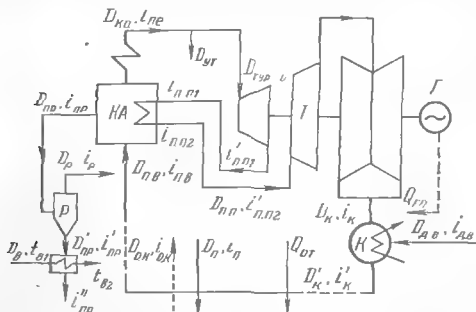


Рис. 3.5. Расчетная схема баланса пара, воды и тепла ТЭС.

$K_A$  — котлоагрегат;  $T$  — турбина;  $G$  — генератор;  $P$  — расширитель продувки;  $K$  — конденсатор;  $D_{K_A} \cdot i_{пе}$  — паропроизводительность котлоагрегата и энтальпия пара на выходе;  $D_{пр} \cdot i_{пр}$  — количество продувочной воды и ее энтальпия;  $D_{ут} \cdot i_{у}$  — утечки рабочего тела;  $D_{тур} \cdot i_{в}$  — расход свежего пара на турбину и его энтальпия;  $D_{п.п} \cdot i_{п.п}$  — расход питательной воды и ее энтальпия;  $D_{п.п}$  — количество пара, поступающего на промпрегрев;  $D_K \cdot i_K$  — расход пара в конденсатор и его энтальпия;  $D'_K \cdot i'_K$  — расход конденсата и его энтальпия;  $D_{д.в} \cdot i_{д.в}$  — расход добывочной воды и ее энтальпия;  $D_{п.п} \cdot i_{п.п}$  — расход пара на производство и его энтальпия;  $D_{о.к} \cdot i_{о.к}$  — расход конденсата с производства и его энтальпия;  $D_{пр} \cdot i_{пр}$  — выход пара из расширителя и его энтальпия;  $D'_{пр} \cdot i'_{пр}$  — сброс продувочной воды из расширителя и его энтальпия;  $i'_{п.п1} \cdot i'_{п.п2}$  — энтальпия пара на выходе и входе в турбину в тракте промпрегрева;  $i_{п.п1} \cdot i_{п.п2}$  — энтальпия пара на выходе и входе из котлоагрегата в тракте промпрегрева;  $Q_{от}$  — расход тепла из стопительных отбортов;  $Q_{от}$  — тепло, усваиваемое водой в газоохладителе генератора.

Добавочная вода, восполняющая потери рабочего тела паротурбинной электростанции, обычно готовится методом обессоливания и подается на КЭС и ото-

пительных ТЭЦ в конденсаторы турбин. На промышленно-отопительных ТЭЦ часть воды вводится в конденсаторы турбин, а остальная вода после деаэрации в вакуумных или атмосферных деаэраторах — в линию основного потока конденсата между ПНД. Количество добавочной воды, подаваемой в конденсатор турбины, определяется величиной поступающего в него пара.

### 3.5. РАСЧЕТ ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

#### 1. Расширитель продувки барабанных котлов

Для расчета количества получаемого в расширителе пара  $D_p$  (см. рис. 3.5) составляются уравнения теплового и материального балансов расширителя. При этом давление в расширителе берется с учетом гидравлических потерь в трубопроводах, соединяющих расширитель с аппаратом, куда поступает пар (обычно деаэратор).

Тепло сбрасываемой из расширителя воды может быть далее использовано для подогрева какого-либо потока (например, добавочной воды теплосети, воды, поступающей на химчистку, и т. п.). При этом, задавшись температурой продувочной воды на выходе из подогревателя  $t_{пр} = 45 - 50^\circ\text{C}$ , из уравнения теплового баланса водоводяного подогревателя можно найти температуру нагреваемой воды на выходе из подогревателя  $t_{в2}$ .

#### 2. Водоподогревательная установка сетевой воды

Задачей расчета подогревателей сетевой воды является определение расхода пара на подогреватели при рассматриваемом режиме работы турбоустановки. Известны величина расчетной тепловой нагрузки (отопления, вентиляции и горячего водоснабжения), расход сетевой воды, а также температура прямой и обратной сетевой воды (см. рис. 3.1).

Отпуск тепла на отопление и вентиляцию производится по температурному графику сетевой воды  $130/70^\circ\text{C}$  или  $150/70^\circ\text{C}$ . График  $130/70^\circ\text{C}$  обычно принимается на КЭС вследствие небольшого отпуска тепла на отопление жилого массива.

При наличии нагрузки в виде горячего водоснабжения температура обратной сетевой воды снижается на  $8 - 15^\circ\text{C}$  в зависимости от соотношения нагрузки горячего водоснабжения и отопления.

Подогрев сетевой воды в основных подогревателях турбины может быть одно- или двухступенчатым.

При низких температурах наружного воздуха дополнительный подогрев сетевой воды производится в пиковых водогрейных котлах или паровых подогревателях. На рис. 3.6 представлена схема двухступенчатой водоподогревательной сетевой установки. На КЭС тепловые нагрузки небольшие, и для их покрытия обычно у первых двух-трех блоков устанавливаются водоподогревательные установки, включающие один основной и один пиковый пароводяные подогреватели, питающиеся паром из отборов турбины.

Распределение подогрева сетевой воды на ТЭЦ между основными подогревателями и пиковыми водогрейными котлами производится по величине часового коэффициента теплофикации:

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_{\text{тур}}^p}{Q_{\text{ТЭЦ}}^p} =$$

$$\frac{Q_{\text{тур}}^p}{Q_{\text{тур}}^p + Q_{\text{п.к}}^p} =$$

$$\frac{G_{\text{с.в}} (i_{\text{тур}}^p - i_{\text{о.с}}^p)}{G_{\text{с.в}} (i_{\text{п.с}}^p - i_{\text{о.с}}^p)},$$

где  $Q_{\text{ТЭЦ}}^p$  — расчетная тепловая нагрузка ТЭЦ в горячей

воде, ГДж/ч;  $Q_{\text{тур}}^p$ ,  $Q_{\text{п.к}}^p$  — расчетный отпуск тепла от подогревателей турбины и пиковых котлов, ГДж/ч;  $G_{\text{с.в}}$  — расход сетевой воды, кг/ч;  $i_{\text{о.с}}^p$ ,  $i_{\text{тур}}^p$ ,  $i_{\text{п.с}}^p$  — энтальпии сетевой воды соответственно обратной (перед подогревателем турбины), после подогревателя турбины и прямой (после пиковых котлов), кДж/кг.

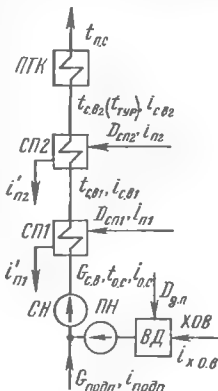


Рис. 3.6. Расчетная схема двухступенчатой сетевой установки:

СП1, СП2 — сетевой подогреватель первой и второй ступеней; ПТК — пиковый теплофикационный котел; ВД — вакуумный деаэрактор; СП — сетевой и подпиточный насос; остальные обозначения — в пояснениях к расчетным выражениям.

Температуры сетевой воды  $t_{o.c}^p$ ,  $t_{тур}^p$ ,  $t_{п.с}^p$  принимаются по температурному графику тепловой сети при минимальной расчетной температуре наружного воздуха  $t_{н.г}^{от}$  (см. рис. 3.1), а соответствующие им энтальпии  $i_{o.c}^p$ ,  $i_{тур}^p$ ,  $i_{п.с}^p$  определяют по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара.

Для теплофикационной турбоустановки с отопительными отборами пара часовой коэффициент теплофикации составляет 0,5—0,65.

Расчетная тепловая нагрузка основных подогревателей сетевой воды турбин

$$Q_{с.п}^p = Q_{тур}^p - \alpha_{ТЭЦ} Q_{ТЭЦ}^p.$$

Методика расчета сетевых подогревателей турбин ТЭЦ и КЭС одинакова, различие возможно в распределении подогрева воды между подогревателями и схеме отвода конденсата греющего пара из подогревателей.

Расчетный расход сетевой воды, проходящей через подогреватели,

$$G_{с.в} = \frac{Q_{ТЭЦ}^p}{i_{п.с}^p - i_{o.c}^p} = \frac{Q_{с.п}^p}{i_{тур}^p - i_{o.c}^p}$$

Применительно к расчетной схеме рис. 3.6  $i_{тур}$   $i_{с.в2}$ , для ТЭЦ

$$i_{с.в2}^p = i_{o.c}^p + \alpha_{ТЭЦ} (i_{п.с}^p - i_{o.c}^p);$$

для КЭС

$$Q_{КЭС}^p = Q_{с.п}^p; \quad t_{п.с}^p = t_{тур}^p.$$

Тепло, отпускаемое каждым из подогревателей, и расход пара на них определяются из уравнений тепловых балансов (см. рис. 3.6):

подогреватель СП1

$$Q_{СП1} = G_{с.в} (i_{с.в1} - i_{o.c}) = D_{СП1} (i_{п1} - i'_{п1}) \eta_{п};$$

$$D_{СП1} = \frac{Q_{СП1} \cdot 10^3}{(i_{п1} - i'_{п1}) \eta_{п}} = \frac{G_{с.в} (i_{с.в1} - i_{o.c})}{(i_{п1} - i'_{п1}) \eta_{п}}$$

подогреватель СП2

$$Q_{СП2} = G_{с.в} (i_{с.в2} - i_{с.в1}) = D_{СП2} (i_{п2} - i'_{п2}) \eta_{п};$$

$$D_{СП2} = \frac{Q_{СП2} \cdot 10^3}{(i_{п2} - i'_{п2}) \eta_n} = \frac{G_{с.в} (i_{с.в2} - i_{с.в1})}{(i_{п2} - i'_{п2}) \eta_n}.$$

В случае сброса конденсата греющего пара из нагревателя СП2 в СП1 в уравнении теплового баланса СП1 учитывается тепло, вносимое этим конденсатом, т. е.

$$Q_{СП1} - G_{с.в} (i_{с.в1} - i_{о.с}) = D_{СП1} (i_{п1} - i'_{п1}) \eta_n + \\ + D_{СП2} (i_{п2} - i'_{п1}) \eta_n.$$

При этом сначала рассчитывается подогреватель СП2, а затем — СП1.

В приведенных уравнениях  $Q_{СП1}$ ,  $Q_{СП2}$  — количество тепла, передаваемого воде в сетевых подогревателях 1-й и 2-й ступеней, ГДж/ч;  $G_{с.в}$ ,  $D_{СП1}$ ,  $D_{СП2}$  — расход сетевой воды и пара на подогреватели 1-й и 2-й ступеней, т/ч;  $t_{о.с}$ ,  $i_{о.с}$ ,  $t_{с.в1}$ ,  $i_{с.в1}$ ,  $t_{с.в2}$ ,  $i_{с.в2}$  — температура и энтальпия сетевой воды соответственно обратной и после подогревателей 1-й и 2-й ступеней, °С;  $i_{п1}$ ,  $i'_{п1}$ ,  $i_{п2}$ ,  $i'_{п2}$  — энтальпия пара, поступающего на подогреватели 1-й и 2-й ступеней, и его конденсата, кДж/кг;  $\eta_n$  — коэффициент, учитывающий потери тепла подогревателями в окружающую среду (0,99 — 0,995).

При расчете сетевой установки температура воды после подогревателей  $t_{с.в1}$  и  $t_{с.в2}$  может быть задана либо ее необходимо предварительно определить.

У конденсационного блока подогрев сетевой воды в подогревателе 1-й ступени (основном подогревателе) осуществляется до температуры

$$t_{с.в1} = t_{н.п1} - \delta t_{п1},$$

где  $t_{н.п1}$  — температура насыщения греющего пара в подогревателе, определяемая по давлению пара в отборе с учетом потери давления в паропроводе от турбины до подогревателя порядка 7—10%;  $\delta t_{п1}$  — недогрев в подогревателе (разность между температурой насыщения в подогревателе и сетевой воды на выходе из подогревателя), принимается равным 4—6 °С.

В подогревателе 2-й ступени (пиковом подогревателе) конденсационного блока нагрев воды производится до температуры  $t_{с.в2} = t_{п.с}$ , например в расчетном режиме до 130 или 150 °С.



При двухступенчатом подогреве сетевой воды от теплофикационной турбины нахождение на заданном режиме температур  $t_{c.в1}$  и  $t_{c.в2}$  (см. рис. 3.1) вызывает определенную сложность. Распределение подогрева по ступеням (температура  $t_{c.в1}$ ), давление пара в отборах и расходы пара на подогреватели в интервале температур наружного воздуха  $t_{н.р}^{отб} - t_{н.р}^{от}$  могут быть найдены лишь в результате расчета переменного режима турбоустановки.

Так, для турбины с двухступенчатым подогревом сетевой воды давление пара в отборах и расходы пара на подогреватели находятся путем совместного решения уравнения расхода пара через теплофикационный отсек (между отопительными отборами) и уравнения тепловой характеристики подогревателей с учетом дросселирования пара в паропроводах отборов.

Для подогревателя 1-й ступени СП1 записывается система уравнений:

$$p_{c1} \sim \sqrt{p_{c2}^2 - \left( \frac{D_{т.о}}{D_{т.о.р}} \right)^2 (p_{c2p}^2 - p_{c1p}^2)}; \quad (3.1)$$

$$t_{н1} = \frac{D_{сп1} g_1}{G_{с.в}} + t_{о.с} + \delta t_{п1} + \delta t_{др1}, \quad (3.2)$$

где  $p_{c1}$ ,  $p_{c2}$  — давление пара в камерах отборов 1-й и 2-й ступеней подогрева, МПа;  $D_{т.о}$  — расход пара через теплофикационный отсек, кг/ч;  $t_{н1}$  — температура насыщения при давлении пара в камере отбора  $p_{c1}$ , °С;  $D_{сп1}$  — расход пара на подогреватель 1-й ступени подогрева, кг/ч;  $g_1$  — тепло конденсации пара в подогревателе, кДж/кг;  $\delta t_{п1}$ ,  $\delta t_{др1}$  — недогрев в подогревателе и потеря от дросселирования пара в паропроводе отбора, °С. Индекс «р» означает, что величины относятся к известному (расчетному) режиму работы турбоустановки.

Давление пара в камере отбора 2-й ступени оценивается по температуре сетевой воды после подогревателя  $t_{с.в2}$  и величинам  $\delta t_{п2}$  и  $\delta t_{др2}$ :

$$p_{c2} = f(t_{п2}),$$

где  $t_{с.в2} + \delta t_{п2} + \delta t_{др2} = t_{н2}$  — температура насыщения, °С.

Расход пара через теплофикационный отсек в общем случае складывается из расхода на сетевой подогрева-

тель 1-й ступени  $D_{сп1}$ , на подогреватель низкого давления ПНД1 ( $D_{пнд1}$ ) и конденсатор  $D_k$ :

$$D_{т.о} = D_{сп1} + D_{пнд1} + D_k.$$

При минимальных вентиляционных пропусках пара в конденсатор величиной  $D_{пнд1}$  можно пренебречь. Пропуск пара в конденсатор при закрытой регулирующей диафрагме ЧНД зависит от давления пара в камере отбора перед ней  $p_{с1}$  и оценивается по ее характеристике.

$$D_k^{min} = k p_{с1},$$

где  $k$  — коэффициент пропорциональности, кг/(ч·МПа).

Решение уравнений (3.1) и (3.2) осуществляется путем подбора величины  $D_{т.о}$  ( $D_{сп1} + D_k^{min}$ ), которая должна быть такой, чтобы значение  $p_{с1}$ , найденное из уравнений (3.1) и (3.2) в виде функции  $p_{с1} = f(t_{в1})$ , было одинаковым. После этого определяется температура сетевой воды после подогревателя 1-й ступени:

$$t_{с.в1} = \frac{D_{сп1} g_1}{G_{с.в}} + t_{о.с}.$$

Указанным способом рассчитываются несколько режимов в интервале температур наружного воздуха  $t_{н.р}^{отб} - t_{н.р}^{от}$  и строится линия подогрева сетевой воды в подогревателе 1-й ступени  $t_{с.в1}$  (см. рис. 3.1).

### 3. Деаэрационная установка подпиточной воды тепловых сетей

Для восполнения потерь сетевой воды в тепловых сетях применяется химически очищенная деаэрированная вода. В закрытых системах теплоснабжения расчетный часовой расход подпиточной воды, восполняющий потери от утечек, принимается в размере 0,5% объема воды в системе или 1–1,5% расхода сетевой воды. В открытых системах теплоснабжения расход подпиточной воды дополнительно увеличивается на величину расхода воды на горячее водоснабжение: по среднечасовому расходу при наличии баков-аккумуляторов и по максимальному расходу при их отсутствии.

Для деаэрации подпиточной воды в настоящее время применяются вакуумные деаэраторы, имеющие давление 0,01—0,05 МПа.

Задачей расчета подпиточной деаэрационной установки является определение расхода пара из отбора турбины на подогрев и деаэрацию подпиточной воды (см. рис. 3.6).

Расход пара на установку определяется из уравнения теплового баланса:

$$D_{\text{д.п}} = - \frac{G_{\text{подп}} (i_{\text{подп}} - i_{\text{х.о.в}})}{(i_{\text{п}} - i'_{\text{п}}) \eta_{\text{п}}}$$

где  $G_{\text{подп}}$  — расход подпиточной воды, т/ч;  $i_{\text{подп}}$ ,  $i_{\text{х.о.в}}$  — энтальпия подпиточной и химически очищенной воды, кДж/кг;  $i_{\text{п}}$ ,  $i'_{\text{п}}$  — энтальпия пара и его конденсата, кДж/кг;  $\eta_{\text{п}}$  — коэффициент, учитывающий потерю установкой тепла в окружающую среду (0,99 – 0,995).

#### 4. Деаэрационная установка конденсата производства

Конденсат, возвращаемый с производства на ТЭС, обычно деаэрируется в атмосферном деаэраторе, имеющем давление 0,118 МПа. В деаэратор может подаваться также добавочная вода, восполняющая потери питательной воды котлов.

В современных схемах ТЭС в качестве 1-й ступени деаэрации добавочной воды используются конденсаторы турбин, что повышает эффективность регенеративного цикла, а для деаэрации производственного конденсата могут применяться вакуумные деаэраторы.

В задачу расчета установки входит определение расхода пара на деаэратор из отбора турбины, который находится из совместного решения уравнений теплового и материального балансов установки. Величина выпара при расчете деаэратора принимается 1,5—2 кг на 1 т деаэрированной воды.

#### 5. Турбопривод питательного насоса котлоагрегата

В случае применения для привода питательного насоса паровой турбины необходимо определить расход на нее пара. Турбопривод может быть противодавленческим, конденсационным, с регенеративными отборами пара и без отборов. Схема включения противодавленческого тур-

бопривода без регенеративных отборов в общую тепловую схему энергоблока показана на рис. 3.4. Мощность турбины питательного насоса

$$N_{\text{тп}} = \frac{D_{\text{п.в}} (p_{\text{наг}} - p_{\text{вс}}) v_{\text{в}}}{3,6 \eta_{\text{н}} \eta_{\text{м}}^{\text{тур.п}}}, \quad (3.3)$$

где  $D_{\text{п.в}}$  — расход питательной воды, кг/ч;  $p_{\text{наг}}$ ,  $p_{\text{вс}}$  — давление воды в нагнетательном и всасывающем патрубках насоса, МПа; обычно  $p_{\text{наг}} - p_{\text{вс}} = (1,25 - 1,35) p_0$ ;  $v_{\text{в}}$  — удельный объем воды при температуре насыщения в деаэраторе, м<sup>3</sup>/кг; при  $p_{\text{д}} = 0,6$  МПа  $v_{\text{в}} = 0,0011$  м<sup>3</sup>/кг; при  $p_{\text{д}} = 0,7$  МПа  $v_{\text{в}} = 0,00111$  м<sup>3</sup>/кг;  $\eta_{\text{п}}$  — к. п. д. насоса, может быть принят равным 0,76 — 0,82;  $\eta_{\text{м}}^{\text{тп}}$  — механический к. п. д. турбины, принимается равным 0,975—0,98.

Расход пара на приводную турбину  $D_{\text{тп}}$  определяется из уравнения энергетического баланса:

$$D_{\text{тп}} (i_{\text{тп1}} - i_{\text{тп2}}) = 3600 N_{\text{тп}},$$

где  $i_{\text{тп1}}$ ,  $i_{\text{тп2}}$  — энтальпия пара перед турбиной и после нее, кДж/кг. Расход пара на приводную турбину находится как относительное значение (доля) расхода пара на главную турбину  $D_{\text{тур}}$ , если расход питательной воды  $D_{\text{п.в}}$  выражен через  $D_{\text{тур}}$ .

## 6. Регенеративные подогреватели высокого давления с охладителями пара и конденсата

Регенеративные схемы современных паротурбинных установок обычно включают 3 поверхностных подогревателя высокого давления (ПВД), оснащенных охладителями пара и конденсата (рис. 3.4, 3.7).

Особенность расчета ПВД с охладителями пара заключается в необходимости предварительного определения температуры и энтальпии питательной воды на выходе из подогревателей (охладителей пара)  $t_{\text{п.в1}}$ ,  $i_{\text{п.в1}}$ ,  $t_{\text{п.в2}}$ ,  $i_{\text{п.в2}}$ ,  $t_{\text{п.в3}}$ ,  $i_{\text{п.в3}}$ , входящих в уравнения тепловых балансов подогревателей. От этих температур зависят температура и энтальпия конденсата пара после охладителей конденсата. В результате в уравнениях теплового баланса каждого из подогревателей появляются дополнительно по две неизвестные величины: энтальпия питательной воды после подогревателя и энтальпия конденсата пара после охладителя конденсата ОК.

Температура и энтальпия питательной воды после встроенного охладителя пара ОП (см. рис. 3.7) определяются из условия, что температура перегретого пара после охладителя (перед конденсирующей поверхностью) больше температуры насыщения. Однако это позволяет найти лишь

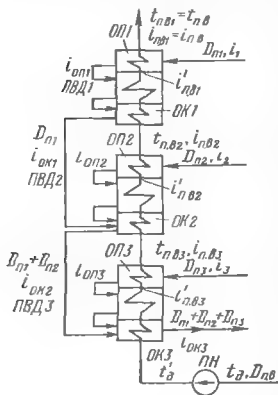


Рис. 3.7. Расчетная схема группы подогревателей высокого давления с охладителями пара и конденсата. Обозначения — в пояснении к расчетным выражениям

количество тепла, которое отводится на дополнительный нагрев питательной воды в охладителе, от 1 кг пара. Для нахождения всего отводимого от пара тепла и общего подогрева в охладителе пара питательной воды необходимо знать расходы пара на подогреватель и питательной воды, проходящей через него. Эти расходы могут быть найдены из дополнительно составляемых для отдельных поверхностей нагрева подогревателей уравнений теплового баланса или приближенным методом по предварительной оценке расхода пара на подогреватель.

Без существенных погрешностей определение расхода пара и температуры подогрева питательной воды в ПВД при наличии охладителей пара и конденсата может быть произведено следующим упрощенным методом. Вначале составляются уравнения теплового баланса подогревателей, условию включающих основную поверхность нагрева и охладитель конденсата:

для ПВД1

$$D_{п.в} (i'_{п.в1} - i'_{п.в2}) = D_{п1} (i_{оп1} - i_{ок1}) \eta_{п}; \quad (3.4)$$

для ПВД2

$$D_{п.в} (i'_{п.в2} - i'_{п.в3}) = [D_{п2} (i_{оп2} - i_{ок2}) + \\ + D_{п1} (i_{ок1} - i_{оп2})] \eta_{п}; \quad (3.5)$$

для ПВД3

$$D_{п.в} (i'_{п.в3} - i'_d) = [D_{п3} (i_{оп3} - i_{ок2}) + \\ + (D_{п1} + D_{п2}) (i_{ок2} - i_{ок3})] \eta_{п}; \quad (3.6)$$

где  $D_{п.в}$  — количество питательной воды, проходящей через подогреватели, кг/ч;  $D_{п1}$ ,  $D_{п2}$ ,  $D_{п3}$  — расход пара на подогреватели из отбора турбин, кг/ч;  $i'_{п.в1}$ ,  $i'_{п.в2}$ ,  $i'_{п.в3}$  — энтальпия питательной воды за конденсирующей поверхностью, кДж/кг;  $i_{оп1}$ ,  $i_{оп2}$ ,  $i_{оп3}$  — энтальпия пара за пароохладителем, кДж/кг;  $i_{ок1}$ ,  $i_{ок2}$ ,  $i_{ок3}$  — энтальпия конденсата на выходе из охладителя конденсата, кДж/кг;  $i'_d$  — энтальпия питательной воды после насоса:  $i'_d = i_d + \Delta i_d$ ;  $i_d$  — энтальпия воды после деаэратора;  $\Delta i_d = \frac{(p_{пар} - p_{вс}) v_v \cdot 10^3}{\eta_{п}}$ ;  $\eta_{п}$  — ко-

эффициент, учитывающий потерю тепла в окружающую среду, принимается равным 0,99—0,995.

Энтальпия питательной воды  $i'_{п.в1}$ ,  $i'_{п.в2}$ ,  $i'_{п.в3}$  определяется по температуре воды, которая может быть принята на 2—5°С ниже температуры насыщения пара при его давлении в основной поверхности нагрева. Давление пара в основной поверхности нагрева принимается на 1,5—2% меньше давления пара перед пароохладителем.

Энтальпия пара после пароохладителя  $i_{оп1}$ ,  $i_{оп2}$ ,  $i_{оп3}$  определяется из термодинамических таблиц по остаточной температуре перегрева, которая принимается на 8—12°С больше температуры насыщения при давлении в основной поверхности.

Энтальпия конденсата на выходе из охладителей  $i_{ок1}$ ,  $i_{ок2}$ ,  $i_{ок3}$  принимается на 20—40 кДж/кг выше энтальпии поступающей в них питательной воды  $i'_{п.в2}$ ,  $i'_{п.в3}$ ,  $i'_d$  (см. рис. 3.7).

Далее предварительно оценивается дополнительный подогрев питательной воды в охладителях пара ПВД1, ПВД2 и ПВД3. Этот подогрев составляет 2,5—5°С. По предварительно принятым температурам питательной

воды после подогревателей определяется их энтальпия  $i_{п\text{ в}1}$ ,  $i_{п\text{ в}2}$ ,  $i_{п\text{ в}3}$ .

Подставив полученные значения энтальпии пара, воды и конденсата в уравнения (3.4) — (3.6), предварительно определяют расход пара на подогреватели  $D_{п1}$ ,  $D_{п2}$  и  $D_{п3}$ . По полученным значениям  $D_{п1}$ ,  $D_{п2}$ ,  $D_{п3}$  из уравнений теплового баланса охладителей пара оценивается подогрев воды в них и тем находится уточненная температура питательной воды на выходе из подогревателей.

Уравнения теплового баланса охладителей пара имеют вид:

для ПВД1

$$D_{п\text{ в}}(i_{п\text{ в}1} - i'_{п\text{ в}1}) = D_{п1}(i_1 - i_{оп1})\eta_{п1};$$

для ПВД2

$$D_{п\text{ в}}(i_{п\text{ в}2} - i'_{п\text{ в}2}) = D_{п2}(i_2 - i_{оп2})\eta_{п2};$$

для ПВД3

$$D_{п\text{ в}}(i_{п\text{ в}3} - i'_{п\text{ в}3}) = D_{п3}(i_3 - i_{оп3})\eta_{п3};$$

где  $i_1$ ,  $i_2$ ,  $i_3$  — энтальпия пара перед соответствующим подогревателем, кДж/кг. Из этих уравнений находится энтальпия питательной воды после подогревателей  $i_{п\text{ в}1}$ ,  $i_{п\text{ в}2}$ ,  $i_{п\text{ в}3}$ , так как остальные величины известны. По полученным уточненным значениям энтальпии питательной воды после подогревателей определяется температура питательной воды и вносятся соответствующие коррективы в значения температуры и энтальпии конденсата греющего пара после охладителя конденсата, которые были оценены предварительно.

Изложенный метод позволяет достаточно точно определить значения температуры и энтальпии питательной воды и конденсата греющего пара для каждого подогревателя.

Окончательные значения расходов пара на подогреватели  $D_{п1}$ ,  $D_{п2}$ ,  $D_{п3}$  находятся последовательно из уравнений теплового баланса подогревателей в целом, в которые подставляются уточненные значения энтальпии питательной воды и конденсата:

для ПВД1

$$D_{п\text{ в}}(i_{п\text{ в}1} - i_{п\text{ в}2}) = D_{п1}(i_1 - i_{ок1})\eta_{п1};$$

для ПВД2

$$D_{п.в} (i_{п.в2} - i_{п.в3}) = [D_{п2} (i_2 - i_{ок2}) + D_{п1} (i_{ок1} - i_{ок2})] \eta_{п};$$

для ПВД3

$$D_{п.в} (i_{п.в3} - i'_d) = [D_{п3} (i_3 - i_{ок3}) + \\ + (D_{п1} + D_{п2}) (i_{ок2} - i_{ок3})] \eta_{п}.$$

Отметим, что при установке вынесенных охладителей пара, включаемых на ответвленном потоке питательной воды, расчет схемы значительно усложняется, поскольку при этом необходимо предварительно определить количество пропускаемой через подогреватель воды и степень охлаждения поступающего в подогреватель пара.

Если турбопривод питательного насоса имеет регенеративные отборы, расчет схемы усложняется.

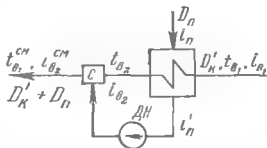


Рис. 3.8. Расчетная схема ПВД с дренажным (откачивающим) насосом. Обозначения — в пояснениях к расчетным выражениям.

## 7. Регенеративные подогреватели низкого давления (ПНД) и вспомогательные теплообменники

В ПНД обычно применяется смешанная (каскадно-насосная) схема отвода конденсата греющего пара, поэтому расчет их производится последовательно, начиная от подогревателя перед деаэратором (П4 на рис. 3.4). Целью расчета является определение расхода пара на каждый из подогревателей.

В случае отвода конденсата греющего пара из ПНД дренажным насосом в поток воды за ним (П7 на рис. 3.4) охладитель конденсата не устанавливается, а температура воды в точке смешения (рис. 3.8) должна при расчете подогревателя уточняться. Предварительно она может приниматься на 0,2—0,4 °С выше температуры воды на выходе из подогревателя  $t_{в2}$ .



Температура или энтальпия питательной воды в точке смешения находится из уравнения

$$i_{в2}^{см} = \frac{D_k' i_{в2} + D_n i_n'}{D_k' + D_n},$$

где  $D_k'$ ,  $D_n$  — расход конденсата и пара кг/ч;  $i_{в2}$  — энтальпия конденсата на выходе из подогревателя, кДж/кг;  $i_n'$  — энтальпия конденсата при температуре насыщения, кДж/кг. Уравнение не учитывает повышения энтальпии конденсата в дренажном насосе.

Подогреватели, имеющие охладители дренажа (П6 и П4 на рис. 3.4), рассчитываются как один узел.

Вспомогательные теплообменники (охладитель пара уплотнений, газоохладитель электрического генератора, охладитель эжектора) могут оказывать заметное влияние на экономичность регенеративного цикла, поскольку нагрев основного потока конденсата в них в зависимости от типа турбоустановки (теплофикационная или конденсационная) и режима ее работы может составлять 5 - 25 °С. Наибольший подогрев имеет место на режимах небольших пропусков пара в конденсатор, характерных для теплофикационных турбин. Для обеспечения устойчивой работы пароструйных эжекторов конденсатора и охладителя уплотнений на режимах минимальных пропусков пара в конденсатор (5—10% максимального) используется рециркуляция, увеличивающая а 3—5 раз расход воды через подогреватели по отношению к минимальному расходу пара в конденсатор. Однако это сопряжено с дополнительными потерями тепла в конденсаторе. Кроме того, на таких режимах выключается из работы первый ПНД (П8 на рис. 3.4) ввиду весьма низкого давления в этом отборе когда температура насыщения пара оказывается ниже температуры воды, поступающей в подогреватель после подогрева во вспомогательных теплообменниках.

В современных мощных конденсационных блоках вместо пароструйных применяются водоструйные эжекторы отсоса паровоздушной смеси из конденсатора, работающие на охлаждающей воде конденсаторов. Нагрев воды в охладителях эжекторов и уплотнений, газоохладителях и конденсатных насосах определяется в результате решения уравнений теплового и материального балансов от-

цельных участков рассчитываемого узла. Расходы пара на эжектор и его отсос из уплотнений принимаются по заводским или справочным данным.

При наличии газоохладителя генератора (ГО на рис. 3.4) нагрев воды в нем может быть найден из уравнения теплового баланса:

$$D'_k(i_{в2} - i_{в1}) = Q_{ГО},$$

где  $i_{в1}$ ,  $i_{в2}$  — энтальпии воды до и после газоохладителя, кДж/кг;  $D'_k$  — расход конденсата через газоохладитель, кг/ч;  $Q_{ГО}$  — количество тепла, передаваемое воде в газоохладителе, кДж/ч.

Величину  $Q_{ГО}$  приближенно можно определить по выражению

$$Q_{ГО} = 3600N_r \left( \frac{1}{\eta_r} - 1 \right) \beta,$$

где  $N_r$ ,  $\eta_r$  — мощность и к.п.д. электрического генератора, кВт;  $\beta$  — коэффициент, учитывающий потерю тепла в окружающую среду путем рассеяния, принимается 0,85—0,90.

Нагрев воды в охладителе уплотнений (ОУ на рис. 3.4) производится за счет тепла пара, поступившего в сопло эжектора  $D_э$  и из концевых уплотнений турбины  $D_y$ .

Энтальпия воды после охладителя уплотнений  $i_{в3}$  определяется из уравнения теплового баланса охладителя:

$$D_э(i_э - i'_y) + D_y(i_y - i'_y) + D'_k(i_{в.у} - i_{в}),$$

где  $i_э$ ,  $i_э'$ ,  $i'_y$  — соответственно энтальпия пара уплотнений, пара, поступающего на эжектор ОУ, и его конденсата, кДж/кг;  $i_{в}$  — энтальпия воды на входе в охладитель, кДж/кг.

### 3.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ПАРА НА ТУРБИНУ

Расход пара на турбину определяется из энергетического уравнения турбоустановки (см. рис. 3.4):

$$\frac{3600N_a}{\eta_a \eta_r} = D_1(i_0 - i_1) + D_2(i_0 - i_2) + D_3(i_0 - i_3) + \dots + D_n(i_0 - i_n) + D_k(i_0 - i_k) + \Delta i_{п.п}),$$

где  $N_a$  — мощность турбоустановки, кВт;  $D_1, D_2, \dots, D_n$  — количество пара, отбираемого из отбора турбины, кг/ч;  $D_k$  — количество пара, поступающего в конденсатор турбины, кг/ч;  $i_0, i_1, i_2, \dots, i_n, i_k$  — энтальпия пара соответственно перед турбиной, в отборах и поступающего в конденсатор, кДж/кг;  $\Delta i_{п.п}$  — тепло, сообщаемое пару в промежуточном перегревателе, кДж/кг;  $\eta_m, \eta_g$  — механический к. п. д. турбины и к. п. д. электрического генератора.

В общем случае величина потоков пара  $D_1, D_2, \dots, D_n$  может быть выражена суммой двух слагаемых: долей от расхода пара на турбину  $a_i D_{тур}$  (расход пара на регенеративный подогреватель из расчета тепловой схемы) и заданной цифровой величиной  $A_i$  (отпуск пара из отбора потребителю, на калориферы, сушку топлива, мазутное хозяйство и др.):  $D_i = a_i D_{тур} + A_i$  и т. д.

Если при выполнении расчета тепловой схемы задан расход пара на турбину и требуется определить ее мощность на данном режиме, то расходы пара  $D_1, \dots, D_n$  находятся в результате конкретного расчета в числовом значении.

После определения расхода пара на турбину  $D_{тур}$  вычисляется величина потоков пара и конденсата, ранее выраженных в долях от общего расхода пара. При выполнении расчетов удобно все данные и полученные результаты записать в следующую таблицу:

| Поток пара | Величина потока, кг/ч                  | Используемый в потоке перепад энтальпий, кДж/кг | Энергия, получаемая на валу турбины, кДж/ч      |
|------------|----------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| $D_1$      | $a_1 D_{тур} + A_1$                    | $h_{i1} - i_0 - i_1$                            | $a_1 D_{тур} h_{i1} + A_1 h_{i1}$               |
| $D_2$      | $a_2 D_{тур} + A_2$                    | $h_{i2} - i_0 - i_2$                            | $a_2 D_{тур} h_{i2} + A_2 h_{i2}$               |
| $D_3$      | $a_3 D_{тур} + A_3$                    | $h_{i3} - i_0 - i_3 + \Delta i_{п.п}$           | $a_3 D_{тур} h_{i3} + A_3 h_{i3}$               |
| ...        | ...                                    | ...                                             | ...                                             |
| $D_n$      | $a_n D_{тур} + A_n$                    | $h_{in} - i_0 - i_n + \Delta i_{п.п}$           | $a_n D_{тур} h_{in} + A_n h_{in}$               |
| $D_k$      | $a_k D_{тур} + A_k$                    | $h_{ik} - i_0 - i_k + \Delta i_{п.п}$           | $a_k D_{тур} h_{ik} + A_k h_{ik}$               |
| $\Sigma D$ | $\Sigma (a_i D_{тур} + A_i) = D_{тур}$ |                                                 | $\Sigma a_i D_{тур} h_{i1} + \Sigma A_i h_{i1}$ |

Сумма долей отборов пара будет меньше (или равна) единицы, если часть расходов пара из отборов выражается числовыми значениями  $A_i$ . Используя таблицу, получим энергетическое уравнение вида

$$3600N_p - (\sum a_i D_{\text{тур}} b_i + \sum A_i h_i) \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}},$$

из которого определяется расход пара на турбину:

$$D_{\text{тур}} = \frac{\frac{3600N_p}{\eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}}} - \sum A_i h_i}{\sum a_i b_i}. \quad (3.7)$$

Следует учесть, что при наличии турбопривода питательного насоса и подаче пара на приводную турбину из отбора главной турбины этот поток пара будет проходить через проточную часть главной турбины лишь в отдельных ее частях. Так, в схеме рис. 3.4 пар, расходуемый на приводную турбину, пройдет через главную турбину от начального состояния до места третьего отбора и через ЧИД. В этом случае из энергии, полученной на конденсационном потоке пара  $D_{\text{к}}$ , следует вычесть недовыработку энергии потоком пара на приводную турбину, равную  $D_{\text{тп}} (i_3 - i_7)$ , где  $D_{\text{тп}}$  — расход пара на турбопривод;  $i_3$ ,  $i_7$  — энтальпии пара в 3-м и 7-м отборах турбины.

### 3.7. ПРОВЕРКА ПРАВИЛЬНОСТИ РАСЧЕТОВ

Для контроля правильности выполнения расчетов и полученных данных составляются уравнения материального и энергетического балансов.

*Сумма потоков пара из отборов турбины и в конденсатор должна быть равна полученному расходу пара на турбину:*

$$D_{\text{тур}} = D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n + D_{\text{к}},$$

где  $D_1, \dots, D_n$  — полные расходы пара из отборов на регенеративный подогрев питательной воды и другие цели (сушка топлива, подогрев воздуха, мазутное хозяйство, отпуск пара на производство и подогрев сетевой воды и т. п.), за исключением расхода пара на турбину привода питательного насоса при ее включении по схеме рис. 3.4.

Так же проверяется материальный баланс конденсатора и деаэратора: первый относительно выходящего потока

воты из конденсатора  $D'$ ; второй - относительно потока  $D_{п.в.}$ .

Контроль правильности выполненных расчетов можно произвести, используя уравнение расхода пара на турбину:

$$D_{тур} = D_{к.т.} + y_1 D_1 + y_2 D_2 + \dots + y_n D_n, \quad (3.8)$$

где  $D_{к.т.}$  - расход пара на турбину при чистом конденсационном режиме:

$$D_{к.т.} = \frac{3600 N_p}{(i_0 - i_{к.т.} + \Delta i_{п.п.}) \eta_M \eta_T}$$

$y_1, y_2, \dots, y_n$  - коэффициенты недовыработки отборов;  $D_1, D_2, \dots, D_n$  - полные расходы пара из отборов турбины.

Сумма слагаемых правой части уравнения (3.8) должна дать расход пара на турбину, найденный из уравнения (3.7). Расхождение допустимо в пределах  $\pm 1\%$ .

### 3.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ТЭС (ЭНЕРГОБЛОКА)

#### 1. Конденсационная паротурбинная установка

Расчетная схема потоков представлена на рис. 3.5. В общем случае часовой расход тепла турбоагрегатом находится из уравнения

$$Q_{тур} = [D_{тур}(i_0 - i_{п.в.}) + D_{п.п.}(i'_{п.п2} - i'_{п.п1}) + D_p(i_p - i_{п.в.}) - D_{д.в.}^{внутр}(i_{п.в.} - i_{д.в.})] 10^3, \quad (3.9)$$

где  $D_{тур}$ ,  $D_{п.п.}$ ,  $D_p$ ,  $D_{д.в.}^{внутр}$  - соответственно расход пара на турбину, количество пара, поступающего на промперегрев и полученного в расширителе продувки, а также количество добавочной воды, восполняющей внутростанционные потери пара и конденсата, т/ч;  $i_p$ ,  $i_{п.в.}$ ,  $i_{д.в.}$  - энтальпия пара в расширителе продувки, питательной и добавочной воды, кДж/кг;  $i_0$ ,  $i'_{п.п1}$ ,  $i'_{п.п2}$  - энтальпия свежего пара перед турбиной, а также на выходе и входе в турбину в тракте промперегрева (см. рис. 3.5), кДж/кг.

Расход тепла на производство электрической энергии

$$Q_{\Sigma} = Q_{тур} + Q_{ГО} - Q_{п.} - Q_{от}, \quad (3.10)$$

где  $Q_{го}$  — тепло полученное от газоохладителя электрического генератора, ГДж/ч,  $Q_{п}$  — тепло, отпущенное от турбоустановки в виде пара внешним потребителям (на нагрев воздуха, сушку топлива, мазутное хозяйство и др.), ГДж/ч:

$$Q_{п} = \Sigma D_{п} i_{п} - \Sigma D_{о.к} i_{о.к} - D_{д.в}^{внеш} i_{д.в}; \quad (3.11)$$

$\Sigma D_{п} i_{п}$  — сумма произведений расходов пара различным внешним потребителям на энтальпию пара отбора;  $\Sigma D_{о.к} i_{о.к}$  — сумма произведений расхода конденсата, возвращаемого от потребителей пара, на его энтальпию;  $D_{д.в}^{внеш} = \Sigma D_{п} - \Sigma D_{о.к}$  — потери пара и конденсата у внешних потребителей, т.ч;  $Q_{от}$  — тепло, отпущенное на отопление и горячее водоснабжение из отборов турбины, ГДж/ч:

$$Q_{от} = G_{с.в} (i_{тур} - i_{о.с}) 10^{-3};$$

$G_{с.в}$  — расход сетевой воды, т/ч;  $i_{о.с}$ ,  $i_{тур}$  — энтальпия обратной сетевой воды и после подогревателей турбины (см. п. 2, § 3.5), кДж/кг.

Удельный расход тепла турбиной установкой на производство электроэнергии с учетом работы турбопривода питательного насоса (без учета расхода электроэнергии на собственные нужды)

$$q_{т.у}^{бр} = \frac{Q_3 \cdot 10^6}{N_3 + N_{тп}},$$

где  $N_3$ ,  $N_{тп}$  — мощность турбоустановки и турбопривода, кВт.

Удельный расход тепла турбиной установкой без учета работы турбопривода питательного насоса

$$q_{т.у}^н = \frac{Q_3 \cdot 10^6}{N_3}$$

К. п. д. брутто турбинной установки

$$\eta_{т.у}^{бр} = \frac{3600}{q_{т.у}^{бр}}$$

К. п. д. нетто турбинной установки

$$\eta_{т.у}^н = \frac{3600}{q_{т.у}^н}.$$

Тепловая нагрузка котлоагрегатов

$$Q_{\text{ка}} = [D_{\text{ка}}(i_{\text{п0}} - i_{\text{п.в}}) + D_{\text{п.п}}(i_{\text{п.п2}} - i_{\text{п.п1}}) + D_{\text{пр}}(i_{\text{пр}} - i_{\text{п.в}})] 10^{-3}, \quad (3.12)$$

где  $D_{\text{ка}}$  — производительность котлоагрегата, т/ч;  $D_{\text{пр}}$  — количество продувочной воды барабанного котла, т/ч;  $i_{\text{п0}}$ ,  $i_{\text{п.п2}}$ ,  $i_{\text{п.п1}}$  — энтальпии свежего пара после котла, пара промежуточного перегрева после котла и перед ним (см. рис. 3.5), кДж/кг;  $i_{\text{пр}}$  — энтальпия продувочной воды котла, кДж/кг.

Для определения энтальпий  $i_{\text{п.п1}}$  и  $i_{\text{п.п2}}$  оцениваются потери давления и снижение температуры (потеря тепла) в паропроводах от котла до турбины.

Величина потерь тепла при транспорте оценивается к.п.д. теплового потока (к.п.д. трубопроводов):

$$\eta_{\text{т.п}} = \frac{Q_{\text{тур}}}{Q_{\text{ка}}}. \quad (3.13)$$

Часовой расход тепла на КЭС (энергоблоком)

$$Q_{\text{КЭС}} = \frac{Q_{\text{кп}}}{\eta_{\text{ка}}},$$

где  $\eta_{\text{ка}}$  — к. п. д. брутто котлоагрегата.

Удельный расход тепла на производство электроэнергии

$$q_{\text{КЭС}}^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{КЭС}}}{N_{\text{э}}}.$$

К. п. д. брутто КЭС по производству электрической энергии

$$\eta_{\text{КЭС}}^{\text{бр}} = \frac{3600}{q_{\text{КЭС}}^{\text{бр}}}.$$

К. п. д. нетто КЭС (энергоблока)

$$\eta_{\text{КЭС}}^{\text{н}} = \eta_{\text{КЭС}}^{\text{бр}} \eta_{\text{с.п.}}$$

где  $\eta_{\text{с.п.}}$  — коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды станции (энергоблока):

$$\eta_{\text{с.п.}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{с.п.}}}{\mathcal{E}_{\text{втр}}} = 1 - \beta_{\text{с.п.}}$$

$\mathcal{E}_{\text{выр.}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{с.н}}$  — количество электроэнергии, выработанной и потребленной энергоблоком на собственные нужды, кВт·ч;  $\beta_{\text{с.н}}$  — доля энергии, потребленной на собственные нужды, от выработанной.

Удельный расход тепла нетто на КЭС

$$q_{\text{КЭС}}^{\text{н}} = \frac{3600}{\eta_{\text{КЭС}}^{\text{н}}}.$$

Удельный расход условного топлива на отпущенную потребителям электроэнергию

$$b_{\text{КЭС}}^{\text{н}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{КЭС}}^{\text{н}}}.$$

Удельный расход условного топлива на производство тепла, отпущенного внешним потребителям,

$$b_Q = \frac{34,1}{\eta_{\text{ка}} \eta_{\text{т.п}} \eta_{\text{ш}}}.$$

где  $\eta_{\text{п}}$  — коэффициент, учитывающий потери тепла турбинной установкой, обусловленные отпуском тепла внешним потребителям (потери тепла подогревателями сетевой воды, паропреобразователями, паропроводами паразитного отбора и т. п.). Величина этих потерь оценивается в пределах 1%.

## 2. Теплофикационная паротурбинная установка

Общий расход тепла на турбоустановку  $Q_{\text{тур}}$  и на производство электрической энергии  $Q_{\text{д}}$  определяется из уравнений (3.9) и (3.10).

Входящие в эти уравнения величины вычисляются по тем же зависимостям, что и для конденсационного энергоблока. При определении количества тепла, отпущенного с паром внешним потребителям из производственного отбора  $Q_{\text{п}}$ , в уравнение (3.11) добавляется слабое расхода тепла промышленным потребителям:

$$Q_{\text{п}}^{\text{пр}} = [D_{\text{п}}^{\text{пр}} i_{\text{п}} - D_{\text{о.к}}^{\text{пр}} i_{\text{о.к}} - (D_{\text{п}}^{\text{пр}} - D_{\text{о.к}}^{\text{пр}}) i_{\text{д.в}}] 10^{-3},$$

где  $D_{\text{п}}^{\text{пр}}$ ,  $D_{\text{о.к}}^{\text{пр}}$  — количество пара, отпущенного промышленным потребителям, и возвращенного от них конденсата,



$t/4$ ;  $i_n$ ,  $i_{n-k}$ ,  $i_{d,n}$  — энтальпия пара производственного отбора, возвращаемого с производства конденсата и добавочной воды, кДж/кг.

К.п.д. брутто теплофикационной турбиной установки по производству электрической энергии без учета расхода электроэнергии на собственные нужды и работы турбопривода питательного насоса

$$\eta_{T_{y(z)}}^{\text{бр}} = \frac{3600N_z}{Q_g \cdot 10^6}.$$

Тепловая нагрузка котлоагрегата  $Q_{ка}$  и к. п. д. теплового потока  $\eta_{т.п}$  находятся соответственно из выражений (3.12) и (3.13).

К. п. д. брутто ТЭЦ (энергоблока) по производству электрической энергии

$$\eta_{ТЭЦ(z)}^{\text{бр}} = \frac{3600N_z}{Q_g \cdot 10^6} \eta_{т.п} \eta_{ка} = \eta_{T_{y(z)}}^{\text{бр}} \eta_{т.п} \eta_{ка}.$$

К. п. д. нетто ТЭЦ (энергоблока) по производству электроэнергии (с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды)

$$\eta_{ТЭЦ(z)}^{\text{н}} = \eta_{ТЭЦ(z)}^{\text{бр}} \eta_{с.п}$$

Удельный расход условного топлива на электроэнергию, отпущенную от ТЭЦ (энергоблока),

$$b_{ТЭЦ(z)}^{\text{н}} = \frac{0,123}{\eta_{ТЭЦ}^{\text{н}}}$$

К. п. д. брутто ТЭЦ (энергоблока) по производству тепла

$$\eta_{ТЭЦ(q)}^{\text{бр}} = \eta_{ка} \eta_{т.п} \eta_{п}.$$

Удельный расход условного топлива на ТЭЦ для производства тепла внешним потребителям

$$b_{ТЭЦ(q)}^{\text{бр}} = \frac{34,1}{\eta_{ТЭЦ(q)}^{\text{бр}}}.$$

## Глава 4. ТУРБИННОЕ ОТДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

### 4.1. ВЫБОР АГРЕГАТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В соответствии с нормами технологического проектирования единичная мощность турбоагрегатов конденсационных блоков на электростанциях, входящих в объединенные энергосистемы, выбирается наибольшей для данного вида топлива с учетом перспективного развития объединенной системы, а на электростанциях, входящих в изолированные системы, на основе технико-экономического анализа с учетом величины аварийного резерва и затрат на сетевое строительство.

Теплофикационные агрегаты на ТЭЦ, входящих в энергосистемы, выбираются наибольшей единичной мощностью с учетом характера и перспективной величины тепловых нагрузок района.

Турбины с производственным отбором пара устанавливаются с учетом длительного использования этого отбора в течение года.

Турбины с противодавлением покрывают базовую часть производственной паровой нагрузки и не должны быть в числе первых агрегатов ТЭЦ.

При установке турбин с двойным значением номинальной мощности (например, Т-250/300-240) номинальная электрическая мощность ТЭЦ определяется по максимальному значению мощности турбин.

Производительность подогревателей сетевой воды на ТЭЦ рассчитывается по величине тепловой нагрузки с учетом коэффициента теплофикации; подогреватели устанавливаются индивидуально у каждой теплофикационной турбины.

При наличии на ТЭЦ пиковых водогрейных котлов пиковые подогреватели сетевой воды не устанавливаются. На ГРЭС подогреватели сетевой воды должны быть не менее чем на двух блоках. При выходе из строя одной установки сетевых подогревателей оставшиеся должны обеспечить 80% максимума тепловой нагрузки.

Количество и производительность питательных насосов принимаются исходя из следующих норм: на электро-

станциях, включенных в энергосистемы и имеющих общие питательные трубопроводы, суммарная производительность всех питательных насосов должна быть такой, чтобы в случае останова любого из них оставшиеся обеспечили максимальную производительность всех установленных котлоагрегатов; для электростанций с блочными схемами производительность питательных насосов определяется максимальными расходами питательной воды с запасом 5%; для блоков с давлением пара 12,75 МПа (130 кгс/см<sup>2</sup>) на каждый блок устанавливается один питательный насос производительностью 100% с электроприводом и гидромуфтой; на блоках с критическим давлением пара устанавливаются питательные насосы с турбоприводами: один производительностью 100% или два производительностью по 50%; если принят на блок один турбонасос, дополнительно применяется насос с электроприводом и гидромуфтой производительностью 30—50%.

Грузоподъемность кранов турбинного отделения принимается, как правило, из расчета подъема статора генератора.

Суммарная производительность деаэраторов питательной воды выбирается по максимальному ее расходу. На каждый блок устанавливается один деаэратор. На неблочных электростанциях обеспечивается возможность ремонта любого деаэратора. Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен составлять для блочных ГРЭС не менее 5 мин, а для неблочных ГРЭС и ТЭЦ — не менее 10 мин. Для хранения запаса питательной воды на блочных ГРЭС и ТЭЦ (с турбинами Т-250-240) устанавливают 3 бака емкостью по 1000 м<sup>3</sup>, а на неблочных ГРЭС и ТЭЦ — 3 бака емкостью по 500 м<sup>3</sup>.

Редукционно-охладительные установки (РОУ), предназначенные для резервирования регулируемых отборов пара, идущего на производство, устанавливаются по отбору для данных параметров пара; производительность их равна отбору одной турбины. РОУ для резервирования отопительного отбора не устанавливаются, поэтому при выходе из работы одной турбины остальные турбины, пиковые котлы и РОУ пиковых сетевых подогревателей должны обеспечить тепловую нагрузку исходя из условий средней температуры самого холодного месяца.

## 4.2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПАРОВЫХ ТУРБИН И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТУРБИННОГО ОТДЕЛЕНИЯ

В табл. 4.1 и 4.2 приведены технические характеристики новейших типов турбин, которые будут иметь преимущественное применение на проектируемых тепловых электрических станциях (ГРЭС и ТЭЦ).

Дадим определения основных параметров приведенных в таблицах паровых турбин.

*Номинальная мощность* турбины — это наибольшая мощность, которую турбина должна длительно развивать на зажимах генератора при номинальных значениях всех других основных параметров и, если это предусмотрено техническим заданием на проектирование, при использовании нерегулируемых отборов пара для внешних потребителей тепла. Номинальная мощность турбин типов Т и ПТ должна обеспечиваться при уменьшении теплофикационного отбора до нуля при номинальных значениях всех остальных параметров, за исключением давления в камере теплофикационного отбора, которое может повышаться в пределах, предусмотренных техническими условиями.

*Максимальная мощность* конденсационной турбины без регулируемых отборов пара (типа К) есть наибольшая мощность, которую турбина должна длительно развивать на зажимах генератора при номинальных значениях всех других основных параметров, при чистой проточной части и отсутствии отборов пара для внешних потребителей тепла; конденсационной турбины с одним или двумя регулируемыми отборами пара (типов Т и ПТ) и турбины с противодавлением (типа Р) — наибольшая мощность, которую турбина должна длительно развивать на зажимах генератора при изменениях количества отбираемого пара, а также при соответствующих нижнему пределу отклонениях от номинальных значений давления пара в отборах или противодавления, при номинальных значениях всех других основных параметров и чистой проточной части.

*Величина отбора пара* — это количество пара, которое отдается турбиной для внешнего теплового потребления (сверх расхода на регенеративный подогрев питательной воды).





Номинальная величина отбора пара должна обеспечиваться при номинальной мощности турбины, номинальных значениях всех остальных параметров и минимальном расходе пара в конденсатор (для турбин типов Т и ПТ).

Температура питательной воды (номинальная) представляет температуру воды на выходе из последнего (по ходу воды) подогревателя при номинальных значениях всех основных параметров и расходе этой воды, равном расходу пара на турбину.

В дипломном проекте необходимо выбрать конденсатные, циркуляционные и питательные насосы, а также другое вспомогательное оборудование.

Конденсатные насосы должны устанавливаться с резервом. Турбины относительно небольшой мощности (до 50 тыс. кВт) должны иметь два насоса, каждый из которых обеспечивает расчетную производительность; таким образом, один насос является рабочим, а второй — резервным (100%-ный резерв). Более мощные турбины должны иметь три насоса, каждый из которых выбирают на 50% расхода конденсата, определяемого по режиму летнего периода, но один из них является резервным.

Расчетная производительность, исходя из которой выбирают конденсатные насосы, определяется по формуле

$$G_k = (1,1 - 1,2) D_k^{\max},$$

где  $D_k^{\max}$  — максимальный расход пара в конденсатор, кг/ч. При выборе насосов необходимо руководствоваться их рабочими характеристиками.

Циркуляционные насосы устанавливаются на блочных ТЭС в количестве не менее двух на турбину (на каждый корпус конденсатора, как правило, — один насос), а их суммарная подача должна быть равна расчетному расходу охлаждающей воды на турбину. На ТЭС с поперечными связями по пару в центральной насосной станции устанавливаются не менее четырех насосов с суммарной подачей, равной расчетному расходу охлаждающей воды без резерва.

Расчетный расход охлаждающей воды для выбора циркуляционных насосов

$$G_{ц.н} = kW',$$

Табл. 4.2. Основные технические характеристики

| Характеристика                                  | T-279 300 240 | T-173 210 130 | T-100 120 130 | T-50 60-130 |
|-------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|-------------|
| 1                                               | 2             | 3             | 4             | 5           |
| Завод-изготовитель                              | УТМЗ          | УТМЗ          | УТМЗ          | УТМЗ        |
| Давление свежего пара и после промпрегрева, МПа | 23,5/3,68     | 12,75         | 12,75         | 12,75       |
| Температура, °C                                 | 540/540       | 555           | 555           | 555         |
| Расход свежего пара, т/ч:                       |               |               |               |             |
| номинальный                                     | 955           | 745           | 480           | 256         |
| максимальный                                    | 980           | 760           | 485           | 265         |
| Давление в регулируемых отборах, МПа:           |               |               |               |             |
| производственным                                |               |               |               |             |
| верхним отопителем                              | 0,06          | 0,06          | 0,06          | 0,06        |
| нижним отопителем                               | 0,05          | 0,05          | 0,05          | 0,05        |
| Тепловая нагрузка отборов:                      |               |               |               |             |
| номинальная                                     |               |               |               |             |
| производственного, т/ч                          |               |               |               |             |
| суммарная отопительная, ГДж/ч                   | 1383          | 1171          | 733           | 398         |
| производственного, т/ч                          | —             | —             | —             | —           |
| суммарная отопительная, ГДж/ч                   | 1383          | 1173          | 771           | 419         |
| Количество регенеративных отборов               | 8             | 7             | 7             | 7           |
| Параметры регенеративных отборов:               |               |               |               |             |
| давление (МПа) и количество (т/ч):              |               |               |               |             |
| ПВД № 8                                         | 5,77 (51,3)   | —             | —             | —           |
| ПВД № 7                                         | 4,07 (93,9)   | 3,33 (33,8)   | 3,32 (17,5)   | 3,41 (10,9) |
| ПВД № 6                                         | 1,70 (35,3)   | 2,24 (32,4)   | 2,28 (27,8)   | 2,18 (14,8) |
| деаэратор                                       | 1,00 (15,4)   | 1,47 (8,6)    | 1,22 (6,6)    | 1,13 (4,2)  |
| ПНД(ПВД) № 5                                    | 0,56 (19,0)   | 1,47 (33,2)   | 1,22 (16,9)   | 1,13 (6,1)  |
| ПНД № 4                                         | 0,28 (39,0)   | 0,58 (11,6)   | 0,57 (11,4)   | 0,53 (2,8)  |
| ПНД № 3                                         | 0,09 (17,3)   | 0,28 (33,0)   | 0,29 (22,2)   | 0,27 (10,7) |
| ПНД № 2                                         | 0,03          | 0,10 (13,0)   | 0,10 (7,0)    | 0,10 (3,5)  |
| ПНД № 1                                         | —             | —             | 0,04 (0,6)    | 0,04 (0,2)  |
| Температура питательной воды, °C                | 263           | 232           | 232           | 232         |



теплофикационных турбин (типа Т, ПТ и Р)

| ПТ-135/165-130/15      | ПТ-50/60-130/7         | ПТ-80/100-130,13       | ПТ-60/76-130/13  | Р-100/130/15                   | Р-50-130/13                    | Р-40-130/31                     |
|------------------------|------------------------|------------------------|------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| 6                      | 7                      | ■                      | 9                | 10                             | 11                             | 12                              |
| УТМЗ                   | УТМЗ                   | ЛМЗ                    | ЛМЗ              | УТМЗ                           | ЛМЗ                            | УТМЗ                            |
| 12,75<br>555           | 12,75<br>555           | 12,75<br>555           | 12,75<br>565     | 12,75<br>555                   | 12,75<br>565                   | 12,75<br>555                    |
| 750<br>760             | 274<br>300             | 448<br>470             | 351<br>387       | 760<br>760                     | 370<br>480                     | 456<br>470                      |
| 1,18—2,06              | 0,49 0,98              | 0,98 -1,57             | 0,98—1,57        | Противо-<br>давл.<br>1,18—2,06 | Противо-<br>давл.<br>0,98—1,76 | Противо-<br>давл.<br>2,84 -3,24 |
| 0,09—0,25<br>0,04—0,12 | 0,06—0,25<br>0,05 0,20 | 0,05—0,25<br>0,03—0,10 | —<br>0,07—0,25   | —<br>—                         | —<br>—                         | —                               |
| 320                    | 118                    | 185                    | 110              |                                |                                |                                 |
| 461                    | 163                    | 132 т/ч                | 100 т/ч          |                                |                                |                                 |
| 390                    | 160                    | 300                    | 250              |                                |                                |                                 |
| 587                    | 251                    | 200 т/ч                | 160 т/ч          | —                              | —                              |                                 |
| 7                      | 7                      | 7                      | 7                | 3                              | 3                              | —                               |
| —                      | —                      | —                      | —                |                                |                                |                                 |
| 3,34 (33,9)            | 3,34 (11,2)            | 4,41 (26,0)            | 4,41 (21,0)      |                                |                                |                                 |
| 2,24 (29,8)            | 2,17 (10,9)            | 2,55 (32,0)            | 2,55 (22,0)      | —                              | —                              | —                               |
| 1,47 (14,6)            | 0,69 (3,0)             | 1,28 (13,0)            | 1,28 (2,0)       | —                              | —                              | —                               |
| 1,47 (33,0)            | 1,40 (12,7)            | 1,28 (10,5)            | 1,28 (14,0)      | —                              | —                              | —                               |
| 0,50 (30,0)            | 0,69 (3,0)             | 0,39 (28,0)            | 0,56 (12,0)      | —                              | —                              | —                               |
| 0,25 (28,0)            | 0,21 (7,05)            | 0,10                   | 0,33 (15,0)      | 3,38 (34,0)                    | 3,36 (18,0)                    | —                               |
| 0,08 (7,7)             | 0,09 (1,3)             | 0,03                   | 0,12 (2,0)       | 2,27 (31,0)                    | 2,16 (20)                      | —                               |
| 0,02                   | 0,05 (0,3)             | 0,003                  | 0,006<br>(выкл.) | 1,17 (38,2)                    | 1,28                           | —                               |
| 232                    | 230                    | 219                    | 212              | 230                            | 235                            | 210                             |

| 1                                               | 2          | 3         | 4        | 5        |
|-------------------------------------------------|------------|-----------|----------|----------|
| Начальная температура охлаждающей воды, С       | 20         | 20        | 20       | 20       |
| Расход охлаждающей воды, тыс. м <sup>3</sup> /ч | 28         | 24,8      | 16,0     | 7,0      |
| Количество цилиндров                            | 4          | 3         | 3        | 2        |
| Формула проточной части:                        |            |           |          |          |
| ЦВД                                             | $1P + 11$  | $1P + 12$ | $1P + 8$ | $1P + 8$ |
| ЦСД                                             | $10 + 2 G$ | 9         | 14       | —        |
| ЦНД                                             | 2·3        | 2·3       | 2·2      | 16       |
| Длина турбины, м                                | 26,6       | —         | 18,6     | 13,6     |
| Длина турбины с генератором, м                  | 42,5       | —         | 28,9     | 22,85    |
| Масса наиболее тяжелой части турбины, т:        |            |           |          |          |
| для монтажа                                     | 104        | —         | 69       | 45       |
| для эксплуатации                                | —          | —         | —        | —        |

где  $k$  — коэффициент, учитывающий расход воды на маслоохладители, водородо-воздухоохладители; для турбин большой мощности с двухходовыми конденсаторами равен 1,03 -1,07;  $W$  — расход охлаждающей воды через конденсатор, определяемый из теплового баланса конденсатора при максимальном значении расхода пара в конденсатор, кг/ч.

Для выбора питательных насосов необходимо при известной производительности определить напор (давление) и мощность насоса.

Расчетный напор питательного насоса  $P_{п.н}$  должен превышать давление пара перед турбиной  $p_0$  с учетом потерь в тракте на 25 -35%, т. е. приближенно можно считать, что

$$P_{п.н} = (1,25 - 1,35) p_0.$$

Для предотвращения кавитации, повышения надежности работы питательных насосов (в особенности высокооборотных с турбоприводом) и снижения высоты размещения деаэратора устанавливают предвключенные низкооборотные бустерные насосы.

Данные о питательных насосах приведены в табл. 4.3. Технические характеристики пароводяных сетевых подогревателей даются в табл. 4.4, сетевых насосов — в табл. 4.5.

| 6          | 7          | 8                | 9                | 10       | 11        | 12       |
|------------|------------|------------------|------------------|----------|-----------|----------|
| 20         | 20         | 20               | 20               | —        | —         | —        |
| 12,4<br>2  | 7<br>2     | 8<br>2           | 8<br>2           | —<br>1   | —<br>1    | —<br>1   |
| 1P + 12    | 1P + 8     | 1P + 16          | 1P + 16          | 1P + 12  | 1P + 16   | 1P + 9   |
| 12<br>15,3 | 15<br>13,6 | 2P + 11<br>14,85 | 2P + 11<br>14,23 | —<br>9,0 | —<br>8,85 | —<br>7,7 |
| 27,8       | 22,85      | 27,24            | 23,46            | 19,3     | 18,4      | 16,8     |
| 70<br>—    | 44<br>—    | 45<br>26         | 45<br>26         | 20<br>—  | 25<br>20  | 15<br>—  |

Табл. 4.3. Питательные электронасосы

| Тип                         | Произ-<br>води-<br>тель-<br>ность,<br>м³ | Давление<br>нагнета-<br>ния, МПа | Температу-<br>ра пита-<br>тельной<br>воды, °С | Скорость<br>вращения,<br>об/мин | Номиналь-<br>ная мощ-<br>ность<br>электро-<br>двигателя,<br>кВт |
|-----------------------------|------------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| ПЭ-320-180/200              | 320                                      | 17,66/19,62                      | 160                                           | 2970                            | 3000                                                            |
| ПЭ-380-185/200 <sub>г</sub> | 380                                      | 18,15/19,62                      | 160                                           | 2980                            | 4000                                                            |
| ПЭ-400-180/200 <sub>г</sub> | 430                                      | 17,66/19,62                      | 160                                           | 2900                            | 4000                                                            |
| ПЭ-500-180-3 <sub>г</sub>   | 500                                      | 18,34                            | 160                                           | 2900                            | 4000                                                            |
| ПЭ-580-185/200*             | 580                                      | 18,15/19,62                      | 160                                           | 2985                            | 5000                                                            |
| ПЭ-720-185/200**            | 720                                      | 18,15/19,62                      | 160                                           | 2900                            | 5000                                                            |
| ПЭ-600-300***               | 600                                      | 31,39                            | 165                                           | 6300                            | 8000                                                            |
| СВПЭ-320-550***             | 550                                      | 31,39                            | 165                                           | 7500                            | 8000                                                            |

\* Для энергоблока 160 тыс. кВт.

\*\* Для энергоблока 200 тыс. кВт.

\*\*\* Для энергоблока 300 тыс. кВт.

Примечание. Индекс «г» в обозначении типа указывает, что дан-  
ные насосы с гидромурфтой.

Табл. 4.4. Подогреватели сетевой воды

| Тип подогревателя | Поверх-<br>ность на-<br>грева, м <sup>2</sup> | Рабочие параметры |                      |                  |                    | Расход, т/ч |      | Число<br>ходов<br>воды | Вес подо-<br>греате-<br>ля, (без<br>воды) |
|-------------------|-----------------------------------------------|-------------------|----------------------|------------------|--------------------|-------------|------|------------------------|-------------------------------------------|
|                   |                                               | по пару           |                      | по воде          |                    | воды        | пара |                        |                                           |
|                   |                                               | давление,<br>МПа  | температу-<br>ра, °С | давление,<br>МПа | температура,<br>°С |             |      |                        |                                           |
| ПВБ-45-7-15       | 45                                            | 0,78              | 400                  | 1,57             | 70/150*            | 90          | 14,5 | 4                      | 2,023                                     |
| ПВБ-63-7-15       | 63                                            | 0,78              | 400                  | 1,57             | 70/150             | 120         | 19,6 | 4                      | 2,522                                     |
| ПВБ-90-7-15       | 90                                            | 0,78              | 400                  | 1,57             | 70/150             | 175         | 28   | 4                      | 3,818                                     |
| ПВБ-125-7-15      | 125                                           | 0,78              | 400                  | 1,57             | 70/150             | 250         | 40   | 4                      | 4,074                                     |
| ПВБ-200-7-15      | 200                                           | 0,78              | 400                  | 1,57             | 70/150             | 400         | 64,5 | 4                      | 6,763                                     |
| ПВБ-315-3-23      | 315                                           | 0,39              | 400                  | 2,35             | 70/120*            | 725         | 69   | 2                      | 11,646                                    |
| ПВБ-315-14-23     | 315                                           | 1,47              | 400                  | 2,35             | 70/150             | 1130        | 190  | 2                      | 12,423                                    |
| ПВБ-500-3-23      | 500                                           | 0,39              | 400                  | 2,35             | 70/120             | 1150        | 110  | 2                      | 13,985                                    |
| ПВБ-500-14-23     | 500                                           | 1,47              | 400                  | 2,35             | 70/150             | 1800        | 302  | 2                      | 15,127                                    |
| ПГБ-800-3-8-1     | 800                                           | 0,39              | 300                  | 0,88             | /125               | 1500—2000   | 120  | 4                      | 20,01                                     |
| ПГБ-1300-3-8-1    | 1300                                          | 0,39              | 300                  | 0,88             | /125               | 2300—3000   | 180  | 4                      | 30,0                                      |
| ПГБ-2300-2-8-1    | 2300                                          | 0,39              | 250                  | 0,88             | /125               | 3500—4500   | 185  | 4                      | 49,2                                      |
| ПГБ-2300-3-8-1    | 2300                                          | 0,39              | 300                  | 0,80             | /125               | 3500—4500   | 185  | 4                      | 48,56                                     |

\* В числителе — температура воды на входе, в знаменателе — на выходе.

Табл. 4.5. Насосы для систем теплоснабжения

| Тип                | Производительность,<br>м³/ч | Полный напор,<br>МПа | Скорость вращения,<br>об/мин | К. п. д., % | Потребная<br>мощность, кВт | Температура пере-<br>качиваемой воды,<br>°С |
|--------------------|-----------------------------|----------------------|------------------------------|-------------|----------------------------|---------------------------------------------|
| <b>Основные</b>    |                             |                      |                              |             |                            |                                             |
| СЗ 160-70          | 160                         | 0,68                 | 3000                         | 79          | 40                         | 120                                         |
| СЗ 160-100         | 160                         | 0,98                 | 3000                         | 71          | 75                         | 120                                         |
| СЗ 320-70          | 320                         | 0,68                 | 3000                         | 80          | 75                         | 120                                         |
| СЗ 320-100         | 320                         | 0,98                 | 3000                         | 80          | 110                        | 120                                         |
| СЗ 500-70          | 500                         | 0,68                 | 3000                         | 82          | 120                        | 180                                         |
| СЗ 500-100         | 500                         | 0,98                 | 3000                         | 81          | 170                        | 180                                         |
| СЗ 500-140         | 500                         | 1,37                 | 3000                         | 81          | 240                        | 180                                         |
| СЗ 800-70          | 800                         | 0,68                 | 1500                         | 81          | 190                        | 180                                         |
| СЗ 800-100         | 800                         | 0,98                 | 1500                         | 80          | 275                        | 180                                         |
| СЗ 1250-100        | 1250                        | 0,98                 | 1500                         | 82          | 415                        | 180                                         |
| СЗ 1250-140        | 1250                        | 1,37                 | 1500                         | 82          | 580                        | 180                                         |
| СЗ 2000-100        | 2000                        | 0,98                 | 3000                         | 85          | 640                        | 180                                         |
| СЗ 2000-140        | 2000                        | 1,37                 | 3000                         | 84          | 905                        | 180                                         |
| СЗ 2500-180        | 2500                        | 1,77                 | 3000                         | 84          | 1460                       | 120                                         |
| СЗ 3200-100        | 3200                        | 0,98                 | 1500                         | 86          | 1010                       | 120                                         |
| СЗ 3200-160        | 3200                        | 1,57                 | 3000                         | 86          | 1620                       | 120                                         |
| СЗ 5000-160        | 5000                        | 1,57                 | 3000                         | 87          | 2505                       | 120                                         |
| 6НДс               | 216—800—330                 | 0,78—0,68—0,63       | 2950                         | —           | 100                        | 100                                         |
| 6НДв               | 540—720                     | 0,92—0,87            | 1450                         | —           | 240                        | 100                                         |
| 12СД-6             | 790                         | 0,88                 | 1480                         | —           | 320                        | 180                                         |
| 14СД-6             | 1260                        | 1,21                 | 1480                         | —           | 600                        | 180                                         |
| <b>Подлиточные</b> |                             |                      |                              |             |                            |                                             |
| 1 1/2 К-6          | 6—11—14                     | 0,20—0,17—0,14       | 2900                         | —           | 1,7                        | 105                                         |
| 2К-6               | 10—20—30                    | 0,33—0,30—0,24       | 2900                         | —           | 4,5                        | 105                                         |
| 3К-6               | 30—45—70                    | 0,61—0,56—0,43       | 2900                         | —           | 14—20                      | 105                                         |
| 3К-9а              | 25—35—45                    | 0,24—0,22—0,19       | 2900                         | —           | 4,5                        | 105                                         |
| 4К-6               | 65—90—135                   | 0,96—0,89—0,71       | 2900                         | —           | 55                         | 105                                         |
| 4К-8               | 70—90—120                   | 0,58—0,54—0,47       | 2900                         | —           | 28                         | 105                                         |

### 4.3. СТАЦИОННЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

При проектировании в ряде случаев необходимо решать задачи, связанные с выбором трубопроводов.

По стационарным трубопроводам транспортируются пар различных параметров, вода, сжатый воздух, газ, мазут, масло и др. Трубопроводы разделяются на главные и вспомогательные. *Главные* трубопроводы транспортируют свежий пар от котлов к турбинам, пар промежуточного перегрева, питательную воду и основной конденсат, *вспомогательные* — вторичные потоки пара и воды.

При проектировании трубопроводов производятся гидравлический (определение диаметра трубопровода или его пропускной способности), механический (определение толщины стенки трубы, расчет самокомпенсации) и тепловой (определение тепловых потерь, выбор материала и толщины изоляции) расчеты.

Табл. 4.6. Рекомендуемая скорость среды для стационарных трубопроводов

| Трубопровод и вид среды                        | Скорость движения среды, м/с |
|------------------------------------------------|------------------------------|
| <b>Паропровод</b>                              |                              |
| Свежий пар от котлов к турбинам:               |                              |
| высокого и сверхкритического давления среды    | 40—55                        |
| давления                                       | 40—70                        |
| Пар промежуточного перегрева:                  |                              |
| холодный (до перегрева)                        | 30—40                        |
| горячий (после перегрева)                      | 35—45                        |
| Пар низкого давления                           | 40—70                        |
| Пар насыщенный                                 | 20—40                        |
| Пар к РОУ, БРОУ                                | 60—90                        |
| <b>Водопровод</b>                              |                              |
| Напорный (под давлением, создаваемым насосом): |                              |
| питательная вода котлов                        | 2,5—4,0                      |
| конденсат, сырая вода                          | 2—3                          |
| Всасывающий (подводящий воду к насосам)        | 0,5—1,5                      |
| Сливной, переливной                            | 1—2                          |
| Газо- и воздухопровод                          | 10—20                        |
| Масло- и мазутопровод                          | 1—2                          |
| Гидро-, золо- и шлакоудаления                  | 1,5—2,5                      |

Проходное сечение  $F_{\text{тр}}$  и внутренний диаметр  $d_{\text{в}}$  трубопровода определяются по формулам:

$$F_{\text{тр}} = \frac{Dv}{3600c};$$

$$d_{\text{в}} = 18,8 \sqrt{\frac{Dv}{c}},$$

где  $D$ ,  $v$  — часовой расход (кг/ч) и удельный объем ( $\text{м}^3/\text{кг}$ ) среды;  $c$  — скорость движения среды, м/с.

Рекомендуемые по условиям надежности и экономичности скорости среды приведены в табл. 4.6. Меньшие величины скорости рекомендуются для трубопроводов небольшого диаметра. Верхний предел скорости среды ограничивают во избежание быстрого износа уплотнений арматуры, повышенной потери давления среды при транспортировании, а также возможной вибрации трубопровода. Для выхлопных трубопроводов и линий аварийных сливов принимают предельную (критическую) скорость среды.

## Глава 5. КОТЕЛЬНОЕ ОТДЕЛЕНИЕ ТЭС

### 5.1. ВЫБОР АГРЕГАТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Паропроизводительность и число энергетических котлов выбирают исходя из следующих условий:

а) для блочных КЭС и ТЭЦ принимается моноблок с котлом, обеспечивающим максимальный пропуск перегретого пара через турбину при номинальной мощности с учетом собственных нужд и с запасом до 3%. При выходе из работы одного блока ТЭЦ оставшиеся с учетом работы всех пиковых котлов должны обеспечить средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение;

б) для неблочных ТЭЦ, входящих в энергосистему, — по максимальному расходу пара, с тем чтобы при выходе из работы котла оставшиеся, включая пиковые, обеспечили максимально длительный отпуск пара на производство и средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. При этом допускается снижение электрической мощности на величину мощности самого крупного агрегата ТЭЦ. При необходимости круглогодичного ремонта котлов в качестве дополнительных котлов принимаются водогрейные пиковые.

Для ТЭЦ с докритическими параметрами пара, а также для ГРЭС, работающих на морской воде, как правило, применяются барабанные котлы.

На электростанциях, работающих на твердом топливе, независимо от вида топлива, применяется замкнутая индивидуальная схема пылеприготовления. На мощных электростанциях, сжигающих влажные бурые угли, применяются центральные пылезаводы. Для подсушки топлива разработана паровая трубчатая сушилка с поверхностью нагрева 4000 м<sup>2</sup> и производительностью по испаренной влаге 28—30 т/ч. Пропускная способность сушилки составляет около 100 т угля в 1 ч.

Для размолотия подсушенного угля спроектирована молотковая мельница ТМ26000/3350 с инерционным сепаратором производительностью 70 т/ч.

Для перекачки угольной пыли разработан насос производительностью 70—80 т/ч.



Для блока 500 тыс. кВт на центральном пылезаводе устанавливаются четыре работающие линии и одна резервная. Каждая из них состоит из сушилки, молотковой мельницы и коньон-насоса.

Пылеприготовительная установка с шаровыми барабанными мельницами выполняется, как правило, по схеме с промежуточными бункерами. На котел паропроизводительностью 420 т/ч и более устанавливаются не менее двух мельниц. При этом осуществляется связь по бункерам пыли с соседними котлами.

Производительность мельниц выбирается из расчета обеспечения 110% номинальной паропроизводительности котла.

Установки с молотковыми и среднеходовыми мельницами, а также с мельницами-вентиляторами выполняются, как правило, по схеме с прямым вдуванием.

В системах с прямым вдуванием для котлов производительностью 400 т/ч и более устанавливаются не менее трех мельниц; для котлов меньшей производительности — не менее двух. Производительность этих мельниц выбирается с расчетом, чтобы при останове одной из них оставшиеся обеспечили не менее 90% номинальной производительности котла.

При выборе типа мельниц необходимо учитывать их особенности. Так, например, шаровые барабанные мельницы характеризуются большими размерами, высокой стоимостью и значительным расходом электроэнергии на размол топлива. Применять их следует для трудноразмалываемых и низкорреакционных топлив, таких, как антрациты и полуантрациты, некоторые каменные угли с  $k_{\text{д.о}} < 1,2^*$ , а также для топлив с большим содержанием колчедана ( $S_{\text{к}}^{\text{р}} = 6-7\%$ ).

В молотковых мельницах размалываются сравнительно мягкие топлива, а также топлива, имеющие значительный выход летучих, что позволяет осуществлять более грубый размол (торф, бурые угли, сланцы и каменные угли с большим выходом летучих).

Среднеходовые мельницы применяются для размола каменных углей, у которых зольность  $A^{\text{с}} < 30\%$ .

\*  $k_{\text{д.о}}$  — лабораторный коэффициент размолоспособности топлива, определяемый отношением расходов энергии на помол эталонного и определяемого топлива.

Мельницы-вентиляторы употребляются для размола торфа и мягких бурых углей.

Производительность питателя сырого угля выбирается с коэффициентом запаса, равным 1,1 производительности мельниц; угольной пыли — из расчета обеспечения номинальной производительности котла при работе всех питателей с нагрузкой 70—75% их номинальной производительности.

Полезная емкость бункеров сырого топлива принимается из расчета не менее: для каменных углей и АШ — 8-часового запаса по АШ; для бурых углей и сланцев — 5-часового запаса; для торфа — 3-часового запаса.

Полезная емкость промежуточных бункеров пыли должна обеспечить не менее 2—2,5-часового запаса номинальной потребности котла, а при установке одной мельницы — 4-часовой запас пыли.

Характеристика дымососов и дутьевых вентиляторов выбирается с учетом запаса по сравнению с расчетными величинами: 10% — по производительности и 15% — по напору. Эти запасы включают также необходимые резервы, которые должны быть предусмотрены в характеристиках машин для регулирования нагрузки котла.

Если на котел устанавливаются два дымососа и два дутьевых вентилятора, производительность каждого из них должна быть 50%. Для котлов на АШ и тощих углях в случае работы одного дымососа или одного дутьевого вентилятора должна быть обеспечена нагрузка котла не менее 70% без запаса.

На котел паропроизводительностью 500 т/ч и менее, а также на каждый котел дубль-блока устанавливаются один дымосос и один вентилятор. На котлы паропроизводительностью более 2500 т/ч могут быть установлены 3—4 машины.

Для выбора вентилятора или дымососа необходимо знать объем воздуха (газа)  $Q$  в месте установки машины, перепад полных давлений  $\Delta H_n$  при номинальной нагрузке котлоагрегата и плотности перемещаемого газа.

Объемный расход воздуха перед вентилятором вычисляется по формуле

$$Q_{x.n} = \alpha_n BV^0 \frac{T_{x.n}}{273} \quad (5.1)$$

Объем дымовых газов перед дымососом

$$Q_d = B [V_r^0 + (\alpha_d - 1) V^0] \frac{T_d}{273}. \quad (5.2)$$

Здесь  $\alpha_v$ ,  $\alpha_d$  — коэффициенты избытка воздуха соответственно перед вентилятором и дымососом;  $B$  — расход топлива, кг/ч;  $V^0$ ,  $V_r^0$  — теоретические объемы соответственно воздуха и продуктов сгорания,  $\text{м}^3/\text{кг}$ ;  $T_{x.v}$ ,  $T_d$  — температура холодного воздуха перед вентилятором и газа перед дымососом, К.

Значения объемов воздуха и газа, коэффициентов избытка воздуха и расхода топлива определяются по известным из курса «Котельные установки» зависимостям для расчета расхода воздуха, а также из теплового баланса котла. Эти расчеты проводятся после выбора конкретного типа котлоагрегата, вида топлива и точного устройства.

Таким образом, расчетная производительность вентилятора или дымососа с учетом коэффициента запаса  $\beta_1 = 1,10$

$$Q_p = \beta_1 Q,$$

где  $Q$  — объем воздуха или дымовых газов, определяемый по формулам (5.1), (5.2).

Давление, на которое подбирается вентилятор или дымосос, определяется в результате расчета сопротивления  $\Delta H$  воздушного и газового трактов. С учетом коэффициента запаса  $\beta_2 = 1,15$  расчетное полное давление

$$H_v = \beta_2 \Delta H.$$

Для выбора машин необходимо расчетное значение давления привести к удельному весу (плотности) среды, для которой заводом-изготовителем дается характеристика.

$$H_p^{np} = \frac{\rho}{\rho_{зав}} H_p$$

или

$$H_p^{np} = t + \frac{273}{T_{зав}}$$

(без учета изменения барометрического давления).

По найденным значениям  $Q$  и  $H$  вентилятор или ды-

Табл. 5.1. Характеристика котлоагрегатов

| Показатель                                                      | Топ                                  |                                         |                                   |                               |             |
|-----------------------------------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-------------|
|                                                                 | Е-320-140Ж<br>(БК3320-140-3)         | Е-320-140Ж<br>(БК3320-140ПТ-4)          | Е-320-140Ж<br>(БК3320-140ПТ-5)    | Еп-320-140<br>(БК3320-140/25) | Е-320-140ГМ |
|                                                                 | вакхрушев-<br>ский<br>бурый<br>уголь | арша-боро-<br>динский<br>бурый<br>уголь | назаров-<br>ский бу-<br>рый уголь | корейский<br>АШ               | газ         |
| 1                                                               | 2                                    | 3                                       | 4                                 | 5                             | 6           |
| Номинальная паропроиз-<br>водительность, т/ч                    | 320                                  | 320                                     | 320                               | 320                           | 320         |
| Давление острого пара<br>на выходе, МПа                         | 13.73                                | 13.73                                   | 13.73                             | 13.73/2.45                    | 13.73       |
| Температура, °С:                                                |                                      |                                         |                                   |                               |             |
| перегретого пара                                                | 560                                  | 560                                     | 560                               | 545/545                       | 560         |
| питательной воды                                                | 230                                  | 230                                     | 230                               | 230                           | 230         |
| уходящих газов                                                  | 137                                  | 130                                     | 157                               | 126                           | 130         |
| воздуха на входе в<br>воздухоподогреватель                      | 50                                   | 50                                      | 55                                | 30                            | 30          |
| горячего воздуха                                                | 366                                  | 322                                     | 332                               | 400                           | 212         |
| Тип топочного устрой-<br>ства                                   | Камерная<br>топка                    | Камерные топки<br>с пережигом           |                                   |                               |             |
| Потери от химической<br>(механической) неполноты<br>сгорания, % | 0/2                                  | 0/0,5                                   | 0/0,65                            | 0/8                           | 0,5/0       |
| Расчетный к. п. д.<br>брутто, %                                 | 91,6                                 | 90                                      | 90,5                              | 86,5                          | 93,8        |
| Объем топочной каме-<br>ры, м³                                  | 1780                                 | 1385                                    | 1385                              | 2173                          | 945         |
| Теплонапряжение топоч-<br>ного объема, кДж/(м³·ч)               | 482·10³                              | 633·10³                                 | 621·10³                           | 457·10³                       | 900·10³     |
| Поверхность нагрева, м²:                                        |                                      |                                         |                                   |                               |             |
| топки (эффективная<br>радиационная)                             | 1032                                 | 912                                     | 912                               | 1459                          | 668         |
| пароперегревателя                                               | 3432                                 | 2850                                    | 2548                              | 4816/4010                     | 2600        |
| водяного экономай-<br>зера                                      | 3387                                 | 4440                                    | 5520                              | 2320                          | 3112        |
| воздухоподогревателя                                            | 20950                                | 22700                                   | 22700                             | 28430                         | 20940       |

# Барнаульского завода

|                  |                                  |                             |                                |                                   |                             |                                  |
|------------------|----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| (БКЗ320-140ГМ-5) | Еп-340-140ГМ<br>(БКЗ340-140/29М) | Е-420-140<br>(БКЗ420-140-6) | Е-420-140Ж<br>(БКЗ420-140ПТ-1) | Е-420-140НГМ<br>(БКЗ420-140НГМ-2) | Е-420-140<br>(БКЗ420-140-5) | Еп-640-140Ж<br>(БКЗ640-140-ПТ-1) |
|------------------|----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|

лило

|       |       |                            |                                   |     |       |                                           |                                        |
|-------|-------|----------------------------|-----------------------------------|-----|-------|-------------------------------------------|----------------------------------------|
| мазут | мазут | азейский<br>бурый<br>уголь | назоров-<br>ский бу-<br>рый уголь | газ | мазут | эккбастуз-<br>ский ка-<br>менный<br>уголь | холболь-<br>джинский<br>бурый<br>уголь |
| 7     | 8     | 9                          | 10                                | 11  | 12    | 13                                        | 14                                     |

320 340 420 420 420 120 420 120

13,73 13,73/2,84 13,73 13,73 13,73 13,73 13,73 13,73

560 545/545 560 560 560 560 560 545/545  
230 230 230 230 230 230 230 230  
168 160 110 150 110 146 123 110

70 80 50 60 30 70 30 55  
243 235 286 366 227 274 385 373

Камерные толки с пережимом

Камерные толки с пережимом

0,5/0 0,5/0 0/1 0/0,5 0,5/0 0,5/0 0/2 0/0,5

92,0 92,4 92,7 91,2 94,7 93,5 92,0 92,5

945 960 2463 2032 1427 1427 1911 3351

900·10<sup>3</sup> 1060·10<sup>3</sup> 452·10<sup>3</sup> 553·10<sup>3</sup> 763·10<sup>3</sup> 763·10<sup>3</sup> 578·10<sup>3</sup> 557·10<sup>3</sup>

668 692,5 1761 1215 840,4 840,4 1017 1789  
2600 3204/3420 3147 3283 3035 3035 2565 4266/3928

3112 4040 4386 7335 3090 3090 3239 6960  
20940 20940 32220 36530 25628 25628 302262 50920

|                                           | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6 |
|-------------------------------------------|------|------|------|------|------|---|
| Сопротивление котла,<br>кПа:              |      |      |      |      |      |   |
| по газам                                  | 1,09 | 1,39 |      |      |      |   |
| по воздуху                                | 2,53 | 2,41 | 1,62 | 2,08 | 1,19 |   |
| Габаритные размеры, м:                    |      |      |      |      |      |   |
| котла по осям колес:                      |      |      |      |      |      |   |
| глубина                                   | 19,6 | 16,3 | 16,3 | 21,2 | 12,8 |   |
| ширина                                    | 17,1 | 13,1 | 13,1 | 16,3 | 13,3 |   |
| котельной ячейки:                         |      |      |      |      |      |   |
| глубина                                   | 36,0 | 30,0 | 33,0 | 36,0 | 24,0 |   |
| ширина                                    | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 30,0 | 24,0 |   |
| Отметка горизонтальной<br>оси барабана, м | 37,7 | 34,0 | 31,0 | 38,1 | 25,2 |   |
| Верхняя отметка котла, м                  | 40,2 | 36,3 | 36,0 | 40,2 | 27,4 |   |

| 7    | 8         | 9    | 10   | 11       | 12   | 13   | 14   |
|------|-----------|------|------|----------|------|------|------|
| 1,19 | 2,65      | 2,27 | 2,06 | 5,82     |      | 1,60 | 2,15 |
| 2,79 | 3,26      | 3,07 | 3,76 | (наддув) |      | 2,26 | 3,33 |
|      |           |      |      |          |      |      |      |
| 12,8 | 20,0      | 20,0 | 19,0 | 14,5     | 14,5 | 17,4 | 22,7 |
| 13,3 | 17,0      | 20,0 | 19,4 | 18,4     | 18,4 | 11,1 | 23,2 |
| 21,0 | Открытия  | 33,0 | 39,0 | 36,0     | 36,0 | 39,0 | 42,0 |
|      | установка |      |      |          |      |      |      |
| 24,0 | 30,0      | 30,0 | 30,0 | 24,0     | 24,0 | 24,0 | 36,0 |
| 25,2 | 34,0      | 28,2 | 37,7 | 30,3     | 30,3 | 36,1 | 43,7 |
| 27,4 | 36,5      | 40,5 | 40,4 | 32,4     | 32,4 | 38,9 | 46,0 |







Табл. 5.4. Перечень основного котельно-вспомогательного оборудования (к табл. 5.3)

| Тип котла                 | Топливо                         | Система пыле-приготовления    | Тип мелющего устройства и мощность привода, кВт | Тип мельничного вентилатора и мощность привода, кВт | Тип дымососа и мощность привода, кВт | Тип дутьевого вентилатора и мощность привода, кВт | Тип вентилятора дутья и мощность привода, кВт | Тип дымососа рециркуляции и мощность привода, кВт |
|---------------------------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Е-420/140Ж<br>(ТГМ-87-1)  | Каменный уголь, газ             | Индивидуальная с промбункером | Ш-25А<br>(1 шт.); 800                           | ВМ 100/<br>1000У<br>(1 шт.); 320                    | Д-21,5×2У<br>(2 шт.); 800/400        | ВДН-26-11<br>(2 шт.); 630/320                     | ВД-<br>15,5У<br>(2 шт.); 250                  | —                                                 |
| Е-420/140ГМ<br>(ТГМ-84/Б) | Мазут, газ                      | —                             | —                                               | —                                                   | Д-21,5×2У<br>(2 шт.); 800/400        | Н-26-11<br>(2 шт.); 500/250                       | —                                             | —                                                 |
| Е-480/140ГМ<br>(ТГМ-96/Б) |                                 | —                             | —                                               | —                                                   | ДН-24×2-0,62ГМ<br>(2 шт.); 630/320   | ВДН-26-11;<br>630/320                             | —                                             | —                                                 |
| Е-500/140ГМ<br>(ТГМ-444)  | Мазут, газ                      | —                             | —                                               | —                                                   | ДОД-28,5 ГМ-1<br>(1 шт.); 1600       | ВДН-31<br>(2 шт.); 1250/725                       | —                                             | —                                                 |
| Е-640/140ГМ<br>(ТГМ-206)  |                                 | —                             | —                                               | —                                                   | ДОД-33,5<br>(1 шт.); 2100            | ВДН-25×2<br>(2 шт.); 1600/685                     | —                                             | ГД-31<br>(1 шт.); 800                             |
| Е-640/140ГМ<br>(ТГМ-104)  | Дизельное топливо, нефтяной газ | —                             | —                                               | —                                                   | Д-25×2ШБ<br>(2 шт.); 1500/850        | ВДН-28-11<br>(2 шт.); 900/500                     | —                                             | ВД-Д-20;<br>(2 шт.); 250                          |

Табл. 5.5. Характеристика прямоточных котлоагрегатов таганрогского завода «Красный котельщик»

| Показатель                              | Топливо                            |                                    |                                    |                                    |                         |                 |            |            |            |            |            |            |
|-----------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------------|-----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|                                         | ГСП                                | газ, мазут                         | газ, мазут                         | газ, мазут                         | газ, мазут              | газ, мазут      | газ, мазут | газ, мазут | газ, мазут | газ, мазут | газ, мазут | газ, мазут |
| 1                                       | 2                                  | 3                                  | 4                                  | 5                                  | 6                       | 7               | 8          | 9          | 10         | 11         | 12         | 13         |
| Год выпуска головного образца           | 1970                               | 1970                               | 1973                               | 1971                               | 1973                    | Проект          |            |            |            |            |            |            |
| Номинальная паропроизводительность, т/ч | 1000                               | 1000                               | 1000                               | 1000                               | 2650                    | 3950            |            |            |            |            |            |            |
| Давление острого пара на выходе, МПа    | 25,02                              | 25,02                              | 25,02                              | 26,02                              | 25,02                   | 25,02           |            |            |            |            |            |            |
| Температура, °С:                        |                                    |                                    |                                    |                                    |                         |                 |            |            |            |            |            |            |
| перегретого пара                        | 545/545                            | 545/545                            | 545/545                            | 545/545                            | 545/545                 | 545/545         |            |            |            |            |            |            |
| питательной воды                        | 260                                | 260                                | 265                                | 260                                | 273                     | 270             |            |            |            |            |            |            |
| уходящих газов                          | 136                                | 120/139                            | 122/142                            | 118/132                            | 118/132                 | 115/140         |            |            |            |            |            |            |
| горячего воздуха                        | 370                                | 354                                | 317/339                            | —                                  | 290/340                 | —               |            |            |            |            |            |            |
| воздуха на входе                        | 30                                 | 30/52                              | 30/52                              | 30/52                              | 30/52                   | —               |            |            |            |            |            |            |
| в воздухоподогревателе                  | Призматическая                     | Призматическая                     | Призматическая                     | Призматическая                     | Призматическая          | —               |            |            |            |            |            |            |
| Тип топочного устройства                | турбулентными встречными горелками | турбулентными встречными горелками | турбулентными встречными горелками | турбулентными встречными горелками | турбулентными горелками | с турбулентными |            |            |            |            |            |            |
| Расчетный к.п.д. брутто, %              | 92,4                               | 93,8/93,3                          | 94,4/93,1                          | 94,4/93,8                          | 94,4/93,8               | 94,0/93,5       |            |            |            |            |            |            |

| 1                                                                               | 2                | 3                | 4                | 5                | 6                | 7    |
|---------------------------------------------------------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------|
| Потери от химической (механической) испарности, %                               | 1,0              | 0,5              | 0,3/0,5          | 0,5              | 0,5              | 0,5  |
| Теплонапряжение топочно-го объема, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$     | $473 \cdot 10^3$ | $555 \cdot 10^3$ | $497 \cdot 10^3$ | $884 \cdot 10^3$ | $817 \cdot 10^3$ | —    |
| Поверхность нагрева, $\text{м}^2$ :<br>толки (эффективная радиационная)         | 2108             | 1932             | 2492             | 1710             | 3136             | —    |
| пароперегревателя                                                               | 2910             | 3140             | 2580             | 4210             | 9180             | —    |
| водяного экономайзера                                                           | 4700             | 3960             | 2940             | 4290             | 10800            | —    |
| воздухоподогревателя                                                            | 131312           | 131312           | 131312           | 140300           | 271500           | —    |
| вторичного пароперегревателя                                                    | 6290             | 8890             | 11290            | 7255             | 21800            | —    |
| Сопротивление котлоагрегата (расчетное без загатов), $\text{кПа}$ :<br>по газам | 3,5              | 3,47             | 3,93             | 7,85             | 10,73            | —    |
| по воздуху                                                                      | 3,65             | 4,09             | 6,63             |                  |                  |      |
| Габаритные размеры, м:<br>котла по осям колонн:<br>глубина                      | 23,6             | 23,6             | 23,6             | 24,5             | 29,0             | 22,0 |
| ширина                                                                          | 18,6             | 18,6             | 18,6             | 18,6             | 20,6             | 30,9 |
| котельной ячейки:<br>глубина                                                    | 45,0             | 39,0             | 39,0             | 39,0             | 45,0             | 45,0 |
| ширина                                                                          | 48,0             | 48,0             | 60,0             | 36,0             | 72,0             | 72,0 |
| Отметка горизонтальной оси потолочных труб, м                                   | 47,0             | 37,9             | 37,9             | 40,9             | 55,3             | 55,3 |
| Верхняя отметка котла, м                                                        | 52,0             | 42,0             | 42,0             | 51,4             | 62,3             | 62,3 |
| Вес металла на 1 кг пара, $\text{кг}/\text{кг}$                                 | 4,85             | 4,06             | 4,29             | 5,25             | 3,57             | —    |

Табл. 5.6. Перечень основного котельно-вспомогательного оборудования (к табл. 5.5)

| Тип котла                 | Топливо   | Система пылеприготовления     | Тип мельющего устройства и мощность привода, кВт | Тип дымососа и мощность привода, кВт | Тип дутьевого вентилятора и мощность привода, кВт | Тип вентилятора горячего дутья и мощность привода, кВт | Тип дымососа рециркуляции и мощность привода, кВт | Тип мельничного вентилятора и мощность привода, кВт |
|---------------------------|-----------|-------------------------------|--------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Пп-1000/255Ж (ТГМП-312А)  | ГСШ       | Индивидуальная с промбункером | ШБМ/370/850 (Ш-50А); 2000                        | ДОД-31,5 (2 шт.); 1700               | ВДН-32Б (2 шт.); 1100/625                         | ВДН-22; 200                                            | ГД-20 (2 шт.); 630                                | ВМ-180/1100; 1240                                   |
| Пп-1000/255ГМ (ТГМП-314)  | Газ мазут | —                             | —                                                | ДОД-31,5 (2 шт.); 1700               | ВДН-32Б (2 шт.); 1100/625                         | —                                                      | ГД-20-500У (2 шт.); 630                           | —                                                   |
| Пп-1000/255ГМ (ТГМП-314Ц) |           | —                             | —                                                | ДОД-31,5 (2 шт.); 1700               | ВДН-26 2 (2 шт.); 1600/685                        | —                                                      | ВМ-180/1100 (1 шт.); 1250 (1 резерв.)             | —                                                   |
| Пп-1000/255ГМ (ТГМП-321А) |           | —                             | —                                                | ДОД-31,5ГМ (2 шт.); 1400/600         | ВДН-25 2 (2 шт.); 1800/685                        | —                                                      | ГД-31 (2 шт.); 800                                | —                                                   |
| Пп-2650, 255ГМ (ТГМП-204) |           | —                             | —                                                | ДОД-43 (2 шт.); 3200                 | ВДН-36 × 2 (2 шт.); 7000                          | —                                                      | ГД-26 × 2 (2 шт.); 1250                           | —                                                   |
| Пп-3650/255ГМ (ТГМП-1202) |           | —                             | —                                                | ДОД-43 (3 шт.); 3200                 | ВДН-36 × 2 (3 шт.); 7000                          | —                                                      | ГД-26, 2 (2 шт.); 1250                            | —                                                   |
|                           |           |                               |                                                  |                                      |                                                   |                                                        | ГД-31 (2 шт.); 800                                |                                                     |



|                                                                                                                                             |                     |                     |                     |                     |                     |                     |                     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Расчетный к. п. д., %                                                                                                                       | 92,0                | 91,0                | 87,0                | 83,5                | 91,8                | 90,3                | 93,3/94             |
| Объем топливной камеры, м <sup>3</sup>                                                                                                      | 9660                | 10630               | 8400                | 6617                | 2260×2              | 2759×2              | 2045×2              |
| Теплонапряжение топочного объема, кДж/(м <sup>3</sup> ·ч)                                                                                   | 477·10 <sup>3</sup> | 266·10 <sup>3</sup> | 260·10 <sup>3</sup> | 332·10 <sup>3</sup> | 597·10 <sup>3</sup> | 372·10 <sup>3</sup> | 492·10 <sup>3</sup> |
| Поверхность нагрева, м <sup>2</sup> ; топлив (эффективная радиационная) ширмового и конвективного пароперегревателей; парничного вторичного | 3180                | 2968                | 3047,3              | 2311                | 1212×2              | 1563×2              | 1159,2              |
| переходной зоны или ЗМТ                                                                                                                     | 6199                | 4042,9              | 2280                | 3800                | 2568×2              | 818×2               | 1200×2              |
| водяного экономайзера теплообменника                                                                                                        | 6699                | 7820                | 1760                | 7040                | 1806×2              | 1440×2              | 1785×2              |
| воздухоподогревателя                                                                                                                        | 9236                | 5690                | 4550                | —                   | 2420×2              | 1515×2              | 4160×2              |
| Расчетное сопротивление котла, кПа;                                                                                                         | 9212                | 8710                | 11160               | 14836               | 2720×2              | 1886×2              | 2120×2              |
| по газам (собственно котел с воздухоподогревателем)                                                                                         | 1708                | 600                 | 830                 | —                   | 445×2               | 364×2               | 364×2               |
| воздухоподогревателя горелки                                                                                                                | 233000              | 88758               | 114000              | 87312               | 63400×2             | 33600×2             | 20700×2             |
| Габаритные размеры, м: котла по осям колонн:                                                                                                | 1,55                | 1,82                | 2,21                | 1,77                | 1,31                | 1,26                | 2,09                |
| глубина                                                                                                                                     | 0,54                | 0,75                | 0,62                | 1,49                | 0,75                | 0,92                | 0,74                |
| ширина (по фронту) котельной ячейки:                                                                                                        | 0,17/1,40           | 0,59/0,75           | 0,40                | 1,37                | 0,66/0,61           | 0,73/0,85           | 2,04                |
| глубина                                                                                                                                     | 24,0                | 24,0                | 15,8                | 41,0                | 12,0                | 20,5                | 19,6                |
| ширина (по фронту) котельной ячейки:                                                                                                        | 38,0                | 36,0                | 36,0                | 17,0                | 21,0×2÷             | 11,2×2÷             | 9,6×2÷              |
| глубина                                                                                                                                     | 45,0                | 45,0                | 30,5                | 66,0                | +2,0                | +12,8               | +12,0               |
| ширина (по фронту)                                                                                                                          | 36,0                | 48,0                | 42,0                | 54,0                | 39,0                | 39,0                | 24,0                |
| Верхняя отметка котла, м                                                                                                                    | 63,0                | 62,17               | 72,0                | 56,0                | 48,0                | 48,0                | 42,0                |
| Вес металла на 1 кг пара, кг/кг                                                                                                             | 4,73                | 8,25                | 9,3                 | 9,62                | 48,1                | 45,2                | 38,2                |
|                                                                                                                                             |                     |                     |                     |                     | 4,92                | 5,53                | 4,5                 |

Табл. 5.3. Основное котельно-вспомогательное оборудование (к табл. 5.7)

| Тип котла               | Топливо                            | Система пале-<br>приготовления                                                | Тип мелющего<br>устройства и<br>привода, кВт | Тип мель-<br>ничного<br>вентилято-<br>ра и мощ-<br>ность при-<br>вода, кВт | Тип дымо-<br>соса и мощ-<br>ность при-<br>вода, кВт                   | Тип дутьево-<br>го вентилято-<br>ра и мощ-<br>ность при-<br>вода, кВт | Тип венти-<br>лятора го-<br>рячего ду-<br>тья или воз-<br>душной ре-<br>циркуля-<br>ции и мощ-<br>ность при-<br>вода, кВт | Тип дымо-<br>соса газо-<br>вой реше-<br>куляции<br>или возста-<br>та перетеп-<br>лого возду-<br>ха и мощ-<br>ность при-<br>вода, кВт | Тип и чис-<br>ло золо-<br>улавливаю-<br>щих ус-<br>тройств                               |
|-------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
| Пп-1650-255<br>(П-57-1) | Экзобас-<br>тузский<br>уголь       | ММТ-2600,<br>× 2550 × 590;<br>1600                                            | —                                            | ДОД-43<br>3200                                                             | Тип дутьево-<br>го вентилято-<br>ра и мощ-<br>ность при-<br>вода, кВт | —                                                                     | —                                                                                                                         | Д-15,5,<br>2У; 125                                                                                                                   | Электро-<br>фильтры<br>(1 компл.)                                                        |
| Пп-950-255<br>(П-59)    | Подмос-<br>ковный бу-<br>рый уголь | Индивиду-<br>альная с пря-<br>мым вдува-<br>нием и воз-<br>душной сущ-<br>кой | ММТ-2000,<br>× 2590 × 735;<br>800            | —                                                                          | ДОД-41;<br>2000                                                       | ВДН-20-11;<br>400/170<br>ВДН-25,<br>× 2-11;<br>1600/685               | ВГД-<br>20У;<br>75                                                                                                        | —                                                                                                                                    |                                                                                          |
| Пп-660-140<br>(П-60)    | Немецкие<br>бурый уг-<br>ли        | С газовой<br>сушкой                                                           | МВ-50 угле-<br>размельча-<br>ющие;<br>630    | —                                                                          | ДОД-41;<br>2000                                                       | ВДН-24 ×<br>2-11;<br>630/370                                          | Д-21,5 ×<br>2У;<br>250                                                                                                    | Д-13,5,<br>2У;<br>55                                                                                                                 |                                                                                          |
|                         |                                    |                                                                               |                                              |                                                                            |                                                                       |                                                                       |                                                                                                                           |                                                                                                                                      | Батарей-<br>ные цик-<br>лоны и<br>трехсту-<br>пенный<br>электро-<br>фильтр<br>(1 компл.) |



|                            |                                               |                                                       |                                   |   |                       |                              |                     |                                                          |                                                       |
|----------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------------------------|---|-----------------------|------------------------------|---------------------|----------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Ел-670-140<br>(П-62)       | Болгарские ленточные                          | Индивидуальная с прямым вдуванием и газовой сушкой    | МВ-220/330<br>углеразмольные; 800 | — | ДОД-41;<br>2000       | ВДН-32Б;<br>1250/725         | ВГД-20У;<br>400/200 | —                                                        | Электро-<br>фильтры<br>ЭГЗ-4-230<br>(2 компл.)        |
| Пл-950-255-2<br>(П-39-2)   | Экибастульский уголь                          | ММТ-2000×<br>2630×740;<br>700                         | —                                 | — | ДОД-31,5;<br>1700     | ВДН-24Б;<br>2-11;<br>800/400 | ВГД-15,5У;<br>125   | ТВ-60-1,2; 55<br>(подача воздуха для уплотнения мельниц) | Батарейные циклоны и электро-<br>фильтр<br>(1 компл.) |
| Пл-660-140-2К (П-55-1)     | Смесь каменных углей и микстов, природный газ | Индивидуальная с прямым вдуванием, с воздушной сушкой | ММТ-2000×<br>2590×590;<br>630     | — | ДОД-31,5;<br>1400/600 | ВДН-32Б;<br>1250/725         | ВГД-13,5У;<br>100   | —                                                        | —                                                     |
| Пл-670-140-2ГМ<br>(П-56-1) | Мазут, газ                                    | —                                                     | —                                 | — | ДОД-28,6 ГМ;<br>1250  | ВДН-32Б;<br>1250/725         | ВГД-15,5У;<br>200   | ВГД-15,5У;<br>200                                        | —                                                     |

мосос выбирается с помощью полей характеристик серийных машин и индивидуальных аэродинамических характеристик.

Установленная мощность электродвигателей тягудутьевых машин определяется по формуле

$$N_{\text{эл}} = \beta_z \frac{Q_p H_p}{3600 \eta_p^p},$$

где  $\beta_z$  — коэффициент запаса мощности электродвигателя, принимается равным 1,1;  $\eta_p^p$  — эксплуатационный к. п. д. машины при расчетном режиме.

## 5.2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОГО ОТДЕЛЕНИЯ

В табл. 5.1–5.8 приведены технические характеристики котлоагрегатов и вспомогательного оборудования.

## Глава 6. ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

### 6.1. ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ

Топливное хозяйство электростанций, работающих на твердом топливе, включает: внутростанционные подъездные и маневровые пути; приемное разгрузочное устройство; механизмы для транспорта топлива от приемного устройства или склада к котлоагрегатам; дробильные установки; склады топлива с соответствующими механизмами; размораживающие тепляки; устройства для взвешивания и сортировки топлива, улавливания из топлива металлических включений, щепы и другие приспособления.

Для перевозки твердого топлива по железной дороге применяются полувагоны грузоподъемностью 60, 90 и 125 т. Приемные разгрузочные устройства включают приспособления для разгрузки вагонов, приемные бункеры или траншеи и средства для перемещения топлива в тракт топливоподачи или на склад. Преимущественное распространение получило приемно-разгрузочное устройство с вагоноопрокидывателями, благодаря которому значительно ускоряется разгрузка вагонов и сокращаются затраты труда. Производительность одного вагоноопрокидывателя определяется исходя из 12 циклов в час для вагонов грузоподъемностью 60 т и 10 циклов в час для вагонов грузоподъемностью 90 и 125 т.

Вагоноопрокидыватели применяются роторные и боковые. Последние уменьшают заглубление подземной части, что важно при высоком уровне грунтовых вод. Недостатком вагоноопрокидывателей является повышенный износ вагонов. Для разгрузки неисправных, а также отсортированных вагонов дополнительно предусматривается разгрузочная эстакада длиной 60 м.

При расходе топлива менее 150 т/ч, как правило, применяется безземкостное разгрузочное устройство. При расходе топлива 150—400 т/ч применяется один вагоноопрокидыватель (в качестве резерва сооружается железнодорожная разгрузочная эстакада длиной 120 м); при расходе 400—1200 т/ч — два или три вагоноопрокидыва-

теля, из которых один резервный; при расходе топлива 1200—2000 т/ч — три, из которых один резервный.

При необходимости установки на электростанции более трех вагоноопрокидывателей топливоподача выполняется с двумя вводами.

Емкость бункеров под вагоноопрокидывателем принимается не менее 1,5 емкости полувагона.

Производительность каждой питки системы топливоподачи от разгрузочного устройства до склада топлива при установке двух и более вагоноопрокидывателей равна производительности вагоноопрокидывателя.

Для разогрева смерзшегося в вагонах топлива предусматриваются размораживающие тепляки, обогреваемые горячим воздухом. С целью ускорения разогрева и разрыхления смерзшегося в вагонах угля используются бурорыхлительные машины.

Для приема, укладки топлива в штабеля и выдачи его со склада применяются различные механизмы. Склады угля и сланца оборудуются удлиненными наземными ленточными конвейерами, грейферными мостовыми кранами-перегрузчиками, роторными погрузчиками, штабелеукладчиками, бульдозерами и кочержными скреперами на тракторной тяге. Применение грейферных мостовых кранов-перегрузчиков допускается только для расширения электростанций при соответствующем обосновании.

Склады торфа механизмируются стреловыми грейферными кранами на гусеничном ходу или погрузочными машинами непрерывного действия.

Выбор схемы механизации угольных складов в каждом конкретном случае определяется технико-экономическим обоснованием с учетом климатических условий района, качества топлива, а также мощности электростанции. Часовая производительность всех механизмов по выдаче топлива со склада и из буферной емкости должна быть равна производительности одной питки конвейеров тракта топливоподачи в главный корпус. Емкость буферного штабеля принимается не менее чем на два-три железнодорожных маршрута. Выдача топлива со склада осуществляется оппозитной системой ленточных конвейеров.

Для дробления твердого топлива служат дробильные установки. Применяется одно- и двухступенчатое дробле-

ние. Одноступенчатое дробление используется при поступлении на станцию углей мелких фракций (0—50 мм). Размещается одноступенчатая дробильная установка в тракте топливоподачи. Двухступенчатое дробление применяется при использовании на станции топлив открытых разработок с кусками размером 100—400 мм и более. В этом случае дробилки первой ступени (грубого дробления) размещают под бункерами вагонопопрокидывателей, а второй ступени (тонкого дробления) — в тракте топливоподачи. Перед этими дробилками устанавливаются подвесные и шкивные электромагнитные сепараторы для улавливания металла и решетки для отсева мелочи (0—25 мм) помимо дробилок. Производительность всех дробилок тонкого дробления должна быть не меньше производительности двух ниток топливоподачи в главный корпус.

Применяются молотковые, зубчатые и дискозубчатые дробилки. Молотковые дробилки используются для более тонкого дробления топлива. Дискозубчатые и зубчатые дробилки служат для предварительного грубого дробления крупных плит топлива размером 300—900 мм. В последнее время для дробления углей с высокой влажностью применяются молотковые незабивающиеся дробилки с подвижными дробильной и отбойной плитами и с очистными устройствами.

Для транспорта всех видов твердого топлива в системе топливоподачи электростанции применяют прорезиненные ленточные конвейеры (транспортёры), обладающие высокой производительностью, надежностью и позволяющие транспортировать топливо одним конвейером на значительное расстояние (до 300—350 м).

Подача топлива в главный корпус или центральный пылезавод выполняется двухниточной системой ленточных конвейеров, рассчитанных на трехсменную работу. Часовая расчетная производительность каждой нитки топливоподачи должна обеспечивать котельное отделение топливом в количестве, потребляемом всеми котлами при полной мощности электростанции, работающими с номинальной производительностью в течение 24 ч в сутки, с запасом 10%.

Должна предусматриваться также ежесменная работа обеих ниток топливоподачи.

Ленточные конвейеры могут быть горизонтальными,

наклонными и комбинированными. Угол наклона ленты для всех видов твердого топлива не должен превышать  $18^\circ$ . Для крупнокускового топлива угол наклона составляет  $12\text{--}15^\circ$ . Угол наклона стенок приемных бункеров разгрузочных устройств и пересыпных бункеров для всех углей принимается не менее  $55^\circ$ , а для торфа и замазывающихся углей — не менее  $60^\circ$ . Стенки бункеров должны иметь обогрев. Для разгрузки топлива с ленточного конвейера в бункеры котлов применяются стационарные плужковые сбрасыватели. Для взвешивания количества топлива, подаваемого в котельное отделение или на склад, на конвейерах устанавливаются автоматические ленточные весы типа ЛТМ. Ленточные конвейеры размещаются в закрытых галереях, в которых температура воздуха в зимнее время поддерживается не ниже  $10^\circ\text{C}$ . Производительность ленточного конвейера зависит от типа ленты (плоская или желобчатая), ее ширины, скорости движения и угла наклона.

Весовая производительность горизонтального конвейера приближенно может быть найдена по формуле

$$B_{\text{л}} = b^2 c \gamma k_{\alpha},$$

где  $b$  — ширина ленты, м;  $c$  — скорость ленты, м/с;  $\gamma$  — насыпной вес топлива,  $\text{т/м}^3$ , для угля равен  $0,85$ , для фрезерного торфа —  $0,31 \text{ т/м}^3$ ;  $k_{\alpha}$  — коэффициент, учитывающий угол естественного откоса  $\alpha$  топлива на ленте (см. табл. 6.1).

Табл. 6.1. Значение коэффициента  $k_{\alpha}$

| Тип ленты конвейера | Угол естественного откоса $\alpha$ , град |     |     |     |
|---------------------|-------------------------------------------|-----|-----|-----|
|                     | 30                                        | 35  | 40  | 45  |
| Желобчатая          | 285                                       | 320 | 345 | 375 |
| Плоская             | 155                                       | 180 | 210 | 240 |

Производительность желобчатой ленты в  $1,5\text{--}1,8$  раза больше, чем плоской. Производительность наклонных конвейеров (при угле наклона  $12\text{--}18^\circ$ ) на  $5\text{--}10\%$  меньше производительности горизонтальных конвейеров с той же шириной и скоростью ленты. Скорость ленты обычно принимается в пределах  $2\text{--}2,5$  м/с, ширина ленты —  $800, 1000, 1200, 1400, 1600, 2000$  мм.

Склады топлива служат для хранения запаса, необходимого для обеспечения бесперебойной работы электростанции при перерывах в поступлении топлива, а также для приема топлива, поступающего сверх его текущего расхода. Емкость складов угля рассчитывается на месячный расход, исчисляемый исходя из 24-часовой работы в сутки всех рабочих котлов электростанции. Для электростанций, располагаемых вблизи (90 -100 км) угольных разрезов или крупных шахт, емкость склада рассчитывается на 2 недели. Резервный запас торфа предусматривается на 2 недели.

Топливо на складах укладывается в штабеля. Форма штабелей угля и сланцев в плане и их высота зависят от занимаемой складом территории и от типа применяемых на складе механизмов.

Для отвода атмосферных и грунтовых вод поверхность площадки складов планируют с уклоном и предусматривают дренажные устройства. Во избежание самовозгорания топлива угли (кроме тощих и антрацитов) и сланцы укладываются в штабеле слоями толщиной 0,5—1 м и совместно с откосами уплотняются. Угли разных марок хранят в отдельных штабелях. Температура в штабеле систематически контролируется. При ее повышении до 60 °С топливо немедленно выбирают из штабеля и используют. Потери топлива при погрузочно-разгрузочных операциях на складах составляют 1—1,5% проходящего через склад топлива.

Площадь, непосредственно занятая штабелями, ориентировочно определяется по формуле

$$F = \frac{24Bn}{h\gamma\varphi},$$

где  $B$  — часовой расход топлива котлоагрегатами, т/ч;  $n$  — число суток, на которые рассчитан запас топлива на складе,  $h$  — высота штабеля, м;  $\gamma$  — насыпной вес топлива, т/м<sup>3</sup>;  $\varphi$  — коэффициент, учитывающий угол естественного откоса (сползания) топлива в штабеле ( $\varphi=0,85—0,9$ ).

## 6.2. ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ГАЗОМАЗУТНОМ ТОПЛИВЕ

Мазут и природный газ применяют как основное топливо энергетических и водогрейных котлов, а также как резервное или растопочное на электростанциях, работающих на твердом топливе.

На электростанцию мазут доставляется в основном по железной дороге в цистернах грузоподъемностью 50, 60 и 120 т. Трубопроводный транспорт используется при расположении электростанции вблизи нефтеперерабатывающих заводов или магистральных мазутопроводов.

Для разгрузки железнодорожных цистерн на электростанции сооружается специально оборудованное приемно-сливное устройство открытого либо закрытого типа. Выбор типа сливного устройства определяется технико-экономическим расчетом. Длина фронта разгрузки основного мазутохозяйства устанавливается, исходя из слива расчетного суточного расхода мазута, но должна быть не меньше длины маршрута. При этом доставка принимается в цистернах емкостью 50—60 т с коэффициентом неравномерности 1,2 и временем разогрева и слива одной ставки в среднем 6—9 ч. Фронт разгрузки растопочного мазутохозяйства устанавливается 50—100 м.

Слив мазута из цистерн производится в межрельсовые каналы, по которым он самотеком направляется в приемную емкость. Для ускорения слива мазут разогревают. Температура разогрева зависит от марки мазута и составляет 45—65 °С. Дополнительно предусматривается контактный разогрев мазута в сливных каналах путем *поддачи в них горячего мазута, а сливные каналы* оборудуются трубчатыми подогревателями.

Наибольшее распространение получил контактный способ разогрева мазута в цистернах открытым паром. Для этого по всей длине фронта разгрузки предусматривается эстакада с площадками на уровне верха цистерн для обслуживания парового разогревательного устройства.

Закрытые приемно-сливные устройства (тепляки) ускоряют слив мазута и облегчают эксплуатацию топливного хозяйства, однако ввиду большой дороговизны и повышенной пожароопасности они не получили пока широкого применения.



Величина приемной емкости основного мазутохозяйства принимается не менее 20% емкости цистерн, устанавливаемых под разгрузку. Насосы, откачивающие мазут из приемной емкости, должны иметь резерв и обеспечить перекачку мазута, слитого из цистерн, не более чем за 5 ч. Приемная емкость растопочного мазутохозяйства должна быть не менее 120 м<sup>3</sup>. Откачивающие насосы устанавливаются без резерва.

При подаче мазута на электростанцию по мазутопроводам из близрасположенных нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) устройства для приема мазута по железной дороге не предусматриваются.

Приемные и хранилищные (основные) емкости оборудуются паровыми змеевиками для местного разогрева мазута до 65—70 °С. В системе мазутного хозяйства используется пар давлением 0,8—1,3 МПа и температурой 200—250 °С. Давление пара в мазутных подогревателях должно быть выше давления мазута. Конденсат из подогревателей должен направляться на очистку и использоваться в цикле электростанции.

Схема разогрева мазута для подачи к котлоагрегатам принимается, как правило, двухступенчатая: I ступень — резервуары, II ступень — выносные подогреватели, которые рассчитываются на подогрев мазута до 135 °С и устанавливаются после насосов I ступени. В основных резервуарах применяется циркуляционный разогрев мазута (часть мазута после подогревателей II ступени подается опять в резервуары), что обеспечивает интенсивное перемешивание мазута и выравнивание его температуры в баке и выпаривание влаги.

*Оборудование основного мазутного хозяйства должно обеспечивать непрерывную подачу мазута в котельное отделение при работе всех котлов с номинальной производительностью. Оборудование растопочного мазутохозяйства выбирается из условия одновременной растопки 4 блоков по 300 тыс. кВт или 6 блоков по 200 тыс. кВт с нагрузкой, равной 30% номинальной паропроизводительности.*

Для постоянной циркуляции мазута по подающему мазутопроводу в мазутных магистралях котельной и в отводах к каждому котлу прокладывается трубопровод рециркуляции из котельной в мазутохозяйство.

Производительность насосов основного мазутохозяй-

ства выбирается по максимальному расходу топлива котлами с учетом дополнительного расхода мазута на рециркуляцию после насосов I ступени, а также рециркуляции мазута в контурах каждого котла и обратной магистрали из котельного отделения в мазутохозяйство. Напор насосов I ступени принимается 0,6—0,65 МПа, II ступени — 4,5—5 МПа. Количество мазутных насосов каждой ступени должно быть не менее трех, в том числе один резервный.

В тракте слива мазута перед приемной емкостью устанавливаются грубая фильтр-сетка и гидрозатвор; перед насосами I ступени — фильтр-сетка с отверстиями 10—12 мм, перед насосами II ступени — фильтры тонкой очистки.

На мазутопроводах устанавливается аварийная и запорная арматура с дистанционным электрическим и механическим приводами. Управление электрическими приводами арматуры, а также мазутными насосами осуществляется со щита, расположенного в главном корпусе.

Подача мазута на энергетические и водогрейные котлы из основного мазутохозяйства должна производиться по двум магистралям, каждая из которых рассчитана на 75% номинальной производительности с учетом рециркуляции. Прокладка мазутопроводов выполняется, как правило, наземной в общей изоляции с паровыми спутниками. Подача пара в мазутохозяйство производится по двум трубопроводам, пропускная способность каждого трубопровода составляет 75% расчетного расхода пара.

Мазут в мазутохозяйство от нефтеперерабатывающего завода должен подаваться по одному трубопроводу; в отдельных случаях при обосновании допускается подача мазута по двум трубопроводам; пропускная способность каждого из них равна 50% расхода топлива всеми рабочими котлами при их номинальной производительности. Подача мазута в котельное отделение из растопочного мазутохозяйства производится по одному трубопроводу.

Для снабжения мазутом пусковой котельной используется растопочное мазутохозяйство. Склад мазута растопочного мазутохозяйства допускается выполнять совмещенным со складом масла и горюче-смазочных материалов. В составе мазутного хозяйства необходимо

предусмотреть устройства для приема, слива, хранения и дозирования жидких присадок в мазут.

Запас мазута на электростанции принимается в соответствии с табл. 6.2.

Табл. 6.1. Необходимый запас мазута на электростанциях

| Назначение мазутохозяйства                                                                            | Емкость мазутохранилища                                                     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| Основное для электростанций на мазуте при доставке по железной дороге                                 | На 15-суточный расход                                                       |
| Основное для электростанций на мазуте при доставке по трубопроводам                                   | На 3-суточный расход                                                        |
| Резервное для электростанций на газе                                                                  | На 10-суточный расход на полную мощность электростанции                     |
| Аварийное для электростанций на газе                                                                  | На 5-суточный расход на полную мощность электростанции                      |
| Для пиковых водогрейных котлов                                                                        | На 10-суточный расход исходя из средней температуры самого холодного месяца |
| Растопочное для электростанций на твердом топливе с общей производительностью котлов 4000 т/ч и более | 3 резервуара емкостью по 2000 м <sup>3</sup>                                |
| Растопочное для электростанций на твердом топливе с общей производительностью котлов менее 4000 т/ч   | 3 резервуара емкостью по 1000 м <sup>3</sup> .                              |

Расчетный суточный расход мазута на ТЭС определяется, исходя из 20-часовой работы всех установленных энергетических котлов при их номинальной производительности и 24-часовой работы водогрейных котлов, исходя из покрытия тепловых нагрузок при средней температуре самого холодного месяца.

Резервуары основного мазутохранилища выполняются наземными, железобетонными или металлическими емкостью по 10, 20 и 40 тыс. м<sup>3</sup>.

Топливное хозяйство электростанций, работающих на газообразном топливе, состоит из газорегулирующего пункта (ГРП) и системы распределительных газопроводов. Газ на электростанциях применяется в качестве основного или сезонного топлива. ГРП располагаются на территориях электростанций в отдельных зданиях.

Давление газа на выходе из ГРП обычно равно 0,15—0,20 МПа. Производительность ГРП на ТЭС, где газ является основным топливом, рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими котлами, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно,— по требуемому расходу газа для летнего режима. Подвод газа к ГРП от газораспределительной станции осуществляется по одному трубопроводу.

На электростанциях большой мощности сооружаются несколько ГРП. Подвод газа от каждого ГРП к котельной производится по одной нитке. Прокладка газопроводов от ГРП к котельной выполняется наземной. Газовый коллектор, распределяющий газ по котельным агрегатам, прокладывается вне котельного отделения. Хранилища газа на электростанциях не сооружаются.

## Глава 7. ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ

### 7.1. СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

На конденсационных электростанциях вода в основном используется для конденсации отработавшего в турбине пара. Она расходуеться также на охлаждение масла турбогенераторов, воздуха, водорода или непосредственно обмоток генераторов, подшипников вспомогательного оборудования, удаление золы и шлака, восполнение потерь в цикле станции, системе теплоснабжения и обратного технического водоснабжения, а также на хозяйственно-питьевые и противопожарные нужды.

Основными источниками технического водоснабжения электростанций являются реки и озера.

Температура охлаждающей воды зависит от источника, типа системы водоснабжения, района расположения станции, времени года и может изменяться в пределах от 0 до 30 °С (см. табл. 7.1).

Табл. 7.1. Температура охлаждающей воды

| Система водоснабжения  | Среднегодовая температура воды, °С |                              |                           |              |
|------------------------|------------------------------------|------------------------------|---------------------------|--------------|
|                        | Урал и Сибирь                      | Центр Европейской части СССР | Юг Европейской части СССР | Средняя Азия |
| Прямоточная            | 4—8                                | 8—10                         | 10—12                     | 8—14         |
| Оборотная:             |                                    |                              |                           |              |
| с прудами-охладителями | 8—10                               | 9—12                         | 12—15                     | 12—16        |
| с градирнями           | 18—20                              | 18—22                        | 20—24                     | 20—24        |

Применяются следующие основные системы технического водоснабжения электростанций: прямоточная; обратная; смешанная.

*Прямоточная система* обеспечивает электростанцию водой непосредственно из реки со сбросом использованной воды обратно в реку ниже водозабора. Эта система позволяет получать наиболее низкую температуру охлаждающей воды и наиболее глубокий вакуум при относительно недорогих гидротехнических сооружениях.

При прямоточной системе среднегодовой дебит реки должен в несколько раз превышать потребность электростанции в воде.

*Оборотная система* применяется при недостаточном дебите источника водоснабжения, а также при необходимости значительного подъема воды или большом удалении электростанции от источника. В оборотных системах охлаждение циркуляционной воды осуществляется в естественных или искусственных охладителях: прудах-охладителях, градирнях, брызгальных бассейнах.

*Смешанная система* применяется, когда дебит источника воды в отдельные периоды года недостаточен для прямоточного водоснабжения, а также при большом колебании уровня воды в источнике.

Выбор источника и системы водоснабжения производится в соответствии с указанием СНиП. И-8—62 и обосновывается технико-экономическим расчетом с учетом перспективного использования водных ресурсов района.

В схеме прямоточного водоснабжения циркуляционные насосы могут устанавливаться в береговой насосной, машинном зале или в насосных (центральных, блочных) возле него с подводом к ним воды из источника по самотечному каналу. Схема с береговой насосной применяется, если разность геодезических отметок осей насосов и минимального уровня воды в реке превышает допустимую высоту всасывания (3—4 м) и колебание уровня в реке значительно. Подача воды от насосной осуществляется не менее чем по двум напорным магистральям. При малых колебаниях горизонта воды в источнике и подводе воды к машинному залу в системе прямоточного или прудового водоснабжения по самотечным каналам широкое применение на ГРЭС нашли схемы с блочными насосными. Располагаются блочные насосные у фасада машинного зала и предназначены для обслуживания 4 турбин с установкой на каждую турбину 2 циркуляционных насосов с отдельными напорными трубопроводами. При этом существенно снижаются длина дорогостоящих напорных трубопроводов и потеря давления в них по сравнению с береговой или центральной насосной станциями. Блочные насосные вводятся в работу с пуском каждого блока. На электростанциях с поперечными связями по пару, как правило, сооружаются

центральные насосные станции или применяется установка насосов в турбинном отделении.

При всех системах водоснабжения главный корпус должен располагаться возможно ближе к берегу водоема или к открытому подводящему каналу. С целью снижения напора циркуляционных насосов предусматривается использование сифона на максимальную разность отметок верха конденсатора и минимального пьезометрического уровня в сливной трубе до 8,5 м.

Водоприемные сооружения при прямоточном и оборотном водоснабжении с прудами-охладителями оборудуются грубыми решетками, решеткоочистными машинами и очистными вращающимися сетками, которые размещаются в циркуляционных насосных станциях. В зимнее время часть сбросной воды подается к месту водозабора для борьбы с шугой и предупреждения образования допного льда и обмерзания водозаборных устройств. Самотечные каналы в пределах площадки обычно делаются закрытыми, а за ее пределами — открытыми и выполняются в одну нитку.

## 7.2. ПРУДЫ-ОХЛАДИТЕЛИ

Пруды-охладители — наиболее распространенные и экономичные в эксплуатации охладители на ГРЭС. Они характеризуются более низкой и устойчивой температурой охлаждающей воды, меньшими потерями воды, отсутствием обмерзания и небольшим расходом электроэнергии на циркуляционные насосы.

Пруды-охладители могут создаваться на реках, озерах и могут быть наливными. Охлаждающая способность пруда зависит от его формы, величины акватории, метеорологических условий и тепловой нагрузки. Для лучшего использования охлаждающей поверхности пруда устраиваются специальные струенаправляющие дамбы. Глубина охладителей принимается с учетом предотвращения их зарастания и прогрева воды летом и должна быть не менее 3,5 м на 80% площади зоны циркуляции водохранилища.

При расчете прудов-охладителей определяются необходимая полная поверхность пруда  $F$  или температура охлажденной воды  $t_{\text{в}}$  при заданных прочих параметрах пруда-охладителя, тепловой нагрузке конденсаторов турбин и метеорологических условиях.

Необходимая площадь пруда-охладителя на участке от места сброса до места забора определяется по формуле

$$F = \frac{F_a}{\beta},$$

где  $F_a$  — активная, или транзитная, площадь пруда без застойных зон,  $\text{м}^2$ ;  $\beta$  — коэффициент использования пруда, зависящий от его формы: при правильной вытянутой форме пруда  $\beta=0,9$ ; при неправильной  $\beta=0,6-0,7$ ; при округленной  $\beta=0,5-0,6$ .

На каждый 1 кВт установленной конденсационной мощности электростанции требуется 5–6  $\text{м}^2$  активной площади пруда-охладителя:

$$F_a = (5-6) N_k,$$

где  $N_k$  — полная конденсационная мощность станции, кВт.

Ориентировочно можно также принимать на 1  $\text{м}^3/\text{ч}$  расхода охлаждающей воды активную площадь пруда, равную 25–30  $\text{м}^2$ .

Тепловой расчет охладителя производится на неустановившийся режим для среднемесячных гидрологических и метеорологических факторах. Проверяется располагаемая мощность станции в летний период среднего и жаркого года.

### 7.3. ГРАДИРНИ

Градирни представляют теплообменное устройство, в котором охлаждение воды осуществляется воздухом при их непосредственном контакте. В основном охлаждение воды происходит за счет частичного ее испарения, при этом убыль воды за счет испарения примерно равна расходу пара в конденсатор. Потеря воды с механическим уносом составляет 0,5–1% расхода охлаждающей воды.

Градирни отличаются большой производительностью, компактностью и применяются не только на ТЭЦ, но и на КЭС, когда возможности развития прямоточного или прудового охлаждения полностью исчерпаны или отсутствуют.



Наибольшее распространение получили башенные градирни с пленочным орошением, в которых вытяжная башня выполняется из монолитного железобетона в виде гиперболической формы. Железобетонные градирни применяются в районах с расчетной температурой холодной пятидневки  $-28^{\circ}\text{C}$  и выше.

Основной характеристикой градирни является плотность орошения, которая характеризует отношение расхода циркулирующей воды  $G_{\text{ц}}$  к площади оросителя  $F_{\text{ор}}$ :

$$q = \frac{G_{\text{ц}}}{F_{\text{ор}}}.$$

Для пленочных башенных градирен  $q = 6-8 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ .

Необходимая площадь орошения градирни приближенно может быть найдена по формуле

$$F_{\text{ор}} = f_{\text{уд}} N_{\text{к}},$$

где  $f_{\text{уд}}$  — удельная площадь градирни на 1 кВт мощности  $\text{м}^2/\text{кВт}$ ; находится в пределах  $0,025-0,05$ ;  $N_{\text{к}}$  — конденсационная мощность станции, кВт.

Для расчетов пленочных башенных градирен можно также принимать на 1  $\text{м}^3/\text{ч}$  охлаждаемой воды удельную площадь оросителя  $0,125-0,25 \text{ м}^2$ . Более точный расчет градирен ведут по номограммам.

На ТЭС устанавливаются не менее двух градирен. При комбинированных системах водоснабжения допускается установка одной градирни.

Типовые гиперболические железобетонные пленочные градирни имеют площадь орошения 2100, 2600, 3200, 4000 и 6400  $\text{м}^2$ .

При эксплуатации градирен в зимний период происходит их обмерзание, что затрудняет доступ холодного воздуха в оросительную систему и вызывает разрушение градирни. Для борьбы с обмерзанием осуществляют периферийное орошение нижних рядов решетчатых конструкций оросительной системы струями теплой воды из конденсаторов, ограждают деревянными щитами входные окна. На ТЭЦ с резким колебанием расхода пара в конденсаторы турбин проверяется возможность работы электростанции в зимний период с использованием для охлаждения воды бассейнов и периферийной части градирен.

В районах с ограниченными водными ресурсами мо-

гут применяться «сухие» градирни, в которых охлаждение воды осуществляется через оребренную стенку, обдуваемую воздухом. Движение воздуха осуществляется вытяжной башней или вентилятором.

При обратном водоснабжении с градирнями насосы обычно устанавливаются в машинном зале с приводом воды к ним из бассейна градирен по самотечным каналам.

Расчетные расходы охлаждающей воды при всех системах водоснабжения и параметры охладителей при обратных системах принимаются на основании технико-экономического выбора оптимальной кратности охлаждения пара, выполненного при среднемесячных гидрологических и метеорологических показателях среднего года с учетом суточного графика электрических нагрузок и графика ремонта турбин. При этом для теплофикационных турбин типов Т и ПТ расчетный расход охлаждающей воды и параметры охладителей определяются по расходу пара в конденсаторы в летний период при условии обеспечения номинальной электрической мощности и покрытия летних тепловых нагрузок.

При всех системах технического водоснабжения должны предусматриваться мероприятия для предотвращения механического, химического и биологического загрязнений конденсаторов, водозаборных сооружений и коммуникаций.

Конденсаторные трубы загрязняются илом и песком, в результате отложения накипи, а также обрастания микроорганизмами, что требует их периодической чистки. В большинстве случаев чистку конденсаторных трубок производят без останова турбины (при снижении мощности наполовину) механическим (с помощью резиновых шариков), химическим (хлорированием охлаждающей воды или кислотной промывкой трубок) и физическим (промывка трубок потоком воды температурой 45—50 °С) методами.

Главное внимание должно уделяться профилактическим мероприятиям по борьбе с отложениями накипи на поверхности конденсаторных трубок. Для этого применяют продувку циркуляционной системы, смягчение воды известкованием, обработку воды дымовыми газами (насыщение свободной кислотой), подкисление или фосфатирование воды.

## Глава 8. ВОДОПОДГОТОВКА И ВОДНЫЙ РЕЖИМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

### 8.1 ВЫБОР СХЕМ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

#### 1. Подготовка добавочной питательной воды для котлов

Если для приготовления добавочной воды, предназначенной для питания котлов, представляется возможным использовать поверхностную либо артезианскую воду с примерно одинаковым содержанием, предпочтение следует отдать последней, так как физико-химический состав артезианской воды устойчив в течение года и она прозрачна. Ввиду ее прозрачности и отсутствия органических веществ не требуется предварительного коагулирования, осветления и фильтрования ее, что упрощает водоподготовительную установку и снижает ее стоимость.

На электростанциях с давлением пара перед турбинами 13 МПа и выше при восполнении потерь конденсата дистиллятом испарителей последние, независимо от типа применяемых котлов, дополняются установкой для химического обессоливания добавочной воды, если суммарное содержание анионов сильных минеральных кислот в обессоленной воде не превышает 12 мг—экв/кг.

Для ТЭЦ с отдачей пара на производство добавочной воды питание котлов при давлении пара перед турбинами 13 МПа производится химически обессоленной водой, а при давлении пара перед турбинами 9 МПа, как правило, — химически очищенной водой.

Для электростанций с барабанными котлами в зависимости от параметров пара, способа регулирования температуры перегретого пара и качества исходной воды применяются следующие схемы химического обессоливания:

а) ступенчато-противоточное Н-катионирование с декарбонизацией и последующим одноступенчатым анионированием;

б) двухступенчатое Н-катионирование (с применением противоточного Н-катионирования в Н-фильтрах I ступени) с декарбонизацией и последующим одноступенчатым анионированием;

в) ступенчато-противоточное Н-катионирование с декарбонизацией и последующим ступенчато-противоточным анионированием;

г) противоточное или ступенчато-противоточное Н-катионирование, одноступенчатое или ступенчато-противоточное анионирование, II ступень Н-катионирования, декарбонизация, ступенчато-противоточное или одноступенчатое анионирование сильноосновными анионитами.

В зависимости от качества исходной воды и гидравлического сопротивления впереди стоящих фильтров допускается установка декарбонизатора после I ступени анионирования.

Схемы «а», «б» и «в» (упрощенные) применимы для обработки исходных вод, если содержание некарбонатных солей в них менее 2 мг—экв/кг. Для обработки воды с содержанием некарбонатных солей от 2 до 7 мг—экв/кг используется схема «г» (двухступенчатая).

Для электростанций с прямоточными котлами обессоливание добавочной воды производится по схеме «г» с дополнительной установкой после II ступени анионирования фильтров смешанного действия (ФСД) с внутренней регенерацией (трехступенчатая схема).

При использовании для водоподготовительных установок воды поверхностного источника предусматривается предварительная ее очистка в осветлителях и осветлительных фильтрах.

При производительности химводоочистки свыше 400 м<sup>3</sup>/ч предусматривается разбивка коммуникаций механических и ионитных фильтров на блоки производительностью от 200 до 500 м<sup>3</sup>/ч.

## 2. Приготовление подпиточной воды для тепловых сетей

Для очистки добавочной воды закрытых тепловых сетей применяется противоточное Na-катионирование с предочисткой.

В отдельных случаях при благоприятном составе исходной воды и неиспользовании продувочной воды котлов или испарителей допускается применение одного известкования (если необходимо, с коагуляцией).

Для обработки добавочной воды (водопроводной) тепловых сетей с открытым водоработом в зависимости от ее качества применяются:

- а) подкисление улучшенной контактной серной кислотой, буферное катионирование (перегенерируемые Н-катионные фильтры), удаление  $\text{CO}_2$ ;
- б) противоточное Na-катионирование;
- в) «голодное» Н-катионирование с буферными фильтрами и последующим удалением  $\text{CO}_2$ ;
- г) магнитная обработка;
- д) известкование воды или известкование с последующим подкислением серной кислотой, с установкой в обоих случаях механических фильтров после осветлителей.

### 3. Очистка турбинных и других конденсатов

На электростанциях с прямоточными котлами на любые параметры пара и производительность предусматривается обезжелезивание и обессоливание конденсата турбин.

Для обессоливания турбинных конденсатов применяются ФСД с выносной регенерацией ионитов. На каждый блок мощностью 500 тыс. кВт и ниже устанавливаются 3 фильтра. Для разделения, регенерации и перемешивания ионитов в ФСД с выносной регенерацией устанавливаются 3 фильтра-регенератора на 4 блока. Высота слоя смеси катионита и анионита в ФСД принимается 1,2 м; соотношение их в смеси: 60% катионита и 40% анионита.

На ТЭС с прямоточными котлами применяется обезжелезивание и обессоливание дистиллята испарителей, конденсата сетевых подогревателей и калориферов в конденсатоочистках соответствующих турбин. На ТЭС с барабанными котлами дополнительная очистка дистиллята не предусматривается.

Для очистки производственных конденсатов от продуктов коррозии применяются:

- а) целлюлозные фильтры намывного типа при температуре конденсата не более  $50^\circ\text{C}$  (для прямоточных котлов) и не более  $80^\circ\text{C}$  (для барабанных);
- б) двух- или трехкамерные механические фильтры, а также II-катионитные фильтры, загруженные сульфоглем (при температуре конденсата не более  $90^\circ\text{C}$ ) либо катионитом КУ-2 (при температуре конденсата не выше  $120^\circ\text{C}$ );

в) электромагнитные и намывные ионитные фильтры.

Очистка замазученного и замасленного конденсата предусматривается на специальной конденсатоочистке, которая включает следующие элементы: бак-отстойник, расширитель, промежуточный бак, насосы, механический фильтр, фильтры (I и II ступени), загруженные активированным углем и Na-катионитный фильтр.

## 8.2. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

### 1. Подготовка добавочной питательной воды

Производительность водоподготовительной установки для восполнения потерь питательной воды зависит от величины внутренних и внешних потерь пара и конденсата и может быть выбрана по табл. 8.1.

Табл. 8.1. Производительность водоподготовительных установок

| Расчетная производительность обессоливающей установки, т/ч |             |              |                           | Производительность обессоливающих установок, дополняющих испарители, т/ч |     |     |                           |
|------------------------------------------------------------|-------------|--------------|---------------------------|--------------------------------------------------------------------------|-----|-----|---------------------------|
| ТЭС с прямоточными котлами                                 |             |              | ТЭС с барабанными котлами | ТЭС с прямоточными котлами                                               |     |     | ТЭС с барабанными котлами |
| для блоков, тыс. кВт                                       |             |              |                           | для блоков, тыс. кВт                                                     |     |     |                           |
| 200                                                        | —           | —            |                           | 200                                                                      | —   | —   |                           |
| 250                                                        | 500         | 800          |                           | 250                                                                      | 500 | 800 |                           |
| 300                                                        | —           | —            |                           | 300                                                                      | —   | —   |                           |
| 50 ± 0,02ΣD                                                | 75 ± 0,02ΣD | 125 ± 0,02ΣD | 25 ± 0,02ΣD               | 50                                                                       | 75  | —   | 25                        |

Примечание. ΣD — паропроизводительность уставовочных котлов, т/ч.

Для газомазутных ТЭС при использовании пара для разогрева мазута без возврата конденсата расчетная производительность обессоливающих установок соответственно увеличивается на 0,15 т на 1 т мазута. Расчетная производительность испарителей принимается равной 2% ΣD.

Расчетная производительность водоподготовительной

установки для питания испарителей принимается равной максимально полезной производительности всех установленных испарителей с учетом их продувки за вычетом других мягких вод (продувочная вода котлов, загрязненные конденсаты из дренажных баков и др.), используемых для питания испарителей.

Производительность водоподготовительной установки для ТЭЦ с отдачей пара на производство выбирают, исходя из покрытия внутриванционных потерь конденсата в размере 3% установленной паропроизводительности котельной, покрытия потерь конденсата на производстве и потерь, связанных с продувкой котла.

## 2. Приготовление подпиточной воды для тепловых сетей

Производительность водоподготовительной установки для подготовки добавочной воды тепловых сетей определяется утечкой воды и возможным ее разбором в открытых системах теплоснабжения. Величина потерь от утечек как в закрытых, так и в открытых системах принимается одинаковой и нормируется в зависимости от емкости тепловых сетей. Обычно эти потери находятся в пределах 1,5-2% расхода сетевой воды. Количество отбираемой воды из открытых тепловых сетей определяется по величине нагрузки горячего водоснабжения.

## 3. Очистка турбинных конденсатов

На электростанциях с прямоточными котлами на любые параметры пара и производительность предусматривается обезжелезивание и обессоливание конденсата турбин. У каждой турбины предусматривается установка для очистки 100% конденсата, выходящего из конденсатора (или конденсаторов) турбины.

### 8.3. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ВОДЫ ПОСЛЕ ОТДЕЛЬНЫХ СТАДИЙ ЕЕ ОБРАБОТКИ

#### 1. Качество воды после предварительной очистки

После коагуляции воды сернокислым алюминием остаточная жесткость:

$$Ж_K = Ж_K^{исх} - K_{Al}; \quad Ж_{ПК} = Ж_{ПК}^{исх} + K_{Al}; \quad Ж_0 = Ж_0^{исх},$$

где  $J_K^{\text{исх}}$ ,  $J_{\text{вк}}^{\text{исх}}$ ,  $J_o^{\text{исх}}$  — жесткость карбонатная, некарбонатная и общая исходной воды, мг — экв/кг;  $K_{\text{Al}}$  — доза  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$  для коагуляции, мг — экв/кг.

Остаточная щелочность

$$\text{Щ}_{\text{ост}} = \text{Щ}_o^{\text{исх}} - K_{\text{Al}},$$

где  $\text{Щ}_o^{\text{исх}}$  — общая щелочность исходной воды, мг — экв/кг.

Если  $\text{Щ}_o^{\text{исх}} < K_{\text{Al}}$ , необходимо подщелачивание воды перед ее коагуляцией путем добавления щелочного реагента в количестве  $\Delta \text{Щ} = K_{\text{Al}} - \text{Щ}_o^{\text{исх}} + \text{Щ}_{\text{ост}}$  мг — экв/кг.  $\text{Щ}_{\text{ост}}$  принимается 0,7 кг — экв/кг.

Концентрация сульфат-ионов  $\text{SO}_4^{2-} = \text{SO}_4^{2-\text{исх}} + K_{\text{Al}}$  мг — экв/кг. Концентрация хлор-ионов не изменяется. Концентрация  $\text{SiO}_3^{2-} = 0,75\text{SiO}_3^{2-\text{исх}}$ .

Содержание взвешенных веществ после осветлителя не менее 10 мг/кг, а после осветлительных фильтров взвешенные вещества отсутствуют.

После коагуляции сернокислым железом с известкованием остаточная жесткость:

$$J_K = 0,7; \quad J_{\text{вк}} = J_{\text{вк}}^{\text{исх}} + K_{\text{Fe}}; \quad J_o = 0,7 + J_{\text{вк}}^{\text{исх}} + K_{\text{Fe}},$$

где  $K_{\text{Fe}}$  — доза  $\text{FeSO}_4$  для коагуляции, мг — экв/кг;  $\text{Щ}_{\text{ост}} = 0,7$  мг — экв/кг.

Концентрация сульфат-ионов  $\text{SO}_4^{2-} = \text{SO}_4^{2-\text{исх}} + K_{\text{Fe}}$  мг — экв/кг. Концентрация хлор-ионов не изменяется. Концентрация  $\text{SiO}_3^{2-} = 0,6\text{SiO}_3^{2-\text{исх}}$ .

## 2. Качество воды после доумягчения ее методами катионного обмена

Жесткость воды после I ступени Na-катионирования принимается равной 0,1 мг — экв/кг. Концентрация катионов кальция, магния и натрия после H-катионитных фильтров I ступени принимается 0,2 мг — экв/кг.

Жесткость обработанной воды на водоподготовительных установках должна составлять 5 мг — экв/кг (для давления в котле до 10 МПа) и 3 мг — экв/кг (для давления выше 10 МПа).



### 3. Качество воды после отдельных стадий химического обессоливания

Кислотность фильтрата после Н-катионитных фильтров I ступени

$$K = \text{SO}_4^{2-} + \text{Cl}^- + \text{NO}_3^- + K_{\text{Al(Fe)}}$$

Кислотность фильтрата после Н-катионитных фильтров II и III ступеней не выше 0,05 мг — экв/кг.

Щелочность воды после анионитных фильтров I ступени 0,2 мг — экв/кг, после анионитных фильтров II ступени 0,05 мг — экв/кг.

Концентрация  $\text{NH}_3$  после анионитных фильтров III ступени не выше 0,2 мг/кг.

Остаточная концентрация  $\text{CO}_2$  после декарбонизатора от 3 до 10 мг/кг.

Качество обессоленной воды после схемы упрощенного обессоливания: солесодержание—0,5—5 мг/кг, кремниевая кислота  $\text{SiO}_3^{2-}$ —0,1—0,3 мг/кг; после схемы двухступенчатого обессоливания: солесодержание—не более 0,2 мг/кг, кремниевая кислота  $\text{SiO}_3^{2-}$ —не более 0,04 мг/кг; после схемы трехступенчатого химобессоливания: солесодержание — не более 0,1 мг/кг, кремниевая кислота  $\text{SiO}_3^{2-}$ — не более 0,03 мг/кг.

## 8.4. ОСНОВЫ РАСЧЕТА ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

### 1. Расчет осветлительных и ионигных фильтров

Необходимая площадь фильтрования

$$F = \frac{Q}{w}.$$

где  $Q$  — производительность фильтров,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $w$  — скорость фильтрования; принимается: 5 м/ч в осветлительных фильтрах без осветлителей и 10 м/ч с осветлителями; 40–50 м/ч в Н-катионитных фильтрах II ступени и в ФСД с внутренней регенерацией; не более 20 м/ч в анионитных фильтрах I ступени; 100 м/ч в ФСД с внешней регенерацией ионитов; 20–30 м/ч во всех остальных ионитных фильтрах

Необходимая площадь фильтрования каждого фильтра

$$f = \frac{F}{m}$$

где  $m$  — число установленных фильтров.

По площади  $f$  определяется диаметр фильтра и по справочным данным принимается ближайший больший стандартный фильтр.

Расход воды на взрыхляющую промывку каждого осветлительного фильтра

$$q_{\text{взр}} = \frac{if_{\text{свзр}} \cdot 60}{1000}$$

где  $f_{\text{свзр}}$  — сечение фильтра,  $\text{м}^2$ ;  $i$  — интенсивность взрыхления осветлительного фильтра, загруженного антрацитом ( $12 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ );  $t_{\text{взр}}$  — продолжительность взрыхления (10 мин).

Расход воды на отмывку осветлительного фильтра (спуск первого фильтрата в дренаж)

$$q_{\text{отм}} = \frac{f_{\text{свзр}} \omega_{\text{отм}}}{60}$$

где  $\omega$  — скорость фильтрования,  $\text{м/ч}$ ;  $t_{\text{отм}}$  — продолжительность отмывки (10 мин).

Часовой расход воды на собственные нужды осветлительных фильтров

$$q_0 = \frac{(q_{\text{взр}} + q_{\text{отм}}) m_0 n_0}{24}$$

где  $m_0$  — число осветлительных фильтров;  $n_0$  — число промывок каждого фильтра в сутки ( $n_0 = 1 \div 3$ ).

Производительность (брутто) с учетом расхода воды на собственные нужды осветлительных фильтров

$$Q_0^{\text{бр}} = Q_0 + q_0$$

Действительная скорость фильтрования во время выключения одного фильтра на промывку (при работе  $m_0 - 1$  фильтров)

$$\omega_{\text{отм}} = \frac{Q_0^{\text{бр}}}{(m_0 - 1) f_0}$$

Если скорость  $w_{m_0-1}$  больше максимально допустимой, то предусматривают резервный фильтр.

Полезная продолжительность фильтроцикла  $T$  ионитного фильтра (при одном фильтре резервном или ремонтном)

$$T = \frac{f_n k_{\text{расч}} (m_n - 1)}{Q_n \Sigma u}$$

где  $Q_n$  — производительность рассчитываемых ионитных фильтров, м<sup>3</sup>/ч;  $\Sigma u$  — суммарное содержание катионов или анионов в воде, поступающей на фильтры, г—экв/м<sup>3</sup>;  $f_n$  — площадь сечения фильтра, м<sup>2</sup>;  $h$  — высота слоя ионита, м;  $m_n$  — число установленных фильтров;  $k_{\text{расч}}$  — расчетная емкость поглощения ионита, г—экв/м<sup>3</sup>.

Количество регенераций ионитного фильтра в сутки

$$n_n = \frac{24}{T + t},$$

где  $t$  — продолжительность операций, связанных с регенерацией фильтров, ч. Количество регенераций каждого фильтра I ступени должно быть не более трех и менее одной в сутки (при одном ремонтном фильтре).

Объем ионитных материалов, загруженных в фильтры во влажном состоянии,

$$V_{\text{вт}} = f_n h m_n.$$

Объем товарного ионита

$$V_T = \frac{V_{\text{вт}}}{k_T},$$

где  $k_T$  — коэффициент набухания ионита.

Расход воды на регенерацию группы ионитных фильтров

$$q_n = \frac{V_{\text{вт}} \rho_n n_n}{24},$$

где  $\rho_n$  — удельный расход воды на регенерацию ионитных фильтров, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Полный часовой расход воды, который должен быть подан на рассчитываемую группу фильтров,

$$Q_n^{\text{ср}} = Q_n + q_n.$$

Суточный расход химических реагентов на регенерацию ионитных фильтров

$$G_p = \frac{\gamma e_{расч} \int_{\alpha} h m_{\alpha} n_{\alpha}}{10^6}$$

где  $\gamma$  — удельный расход химического реагента (100%-ного) на регенерацию, г/г — экв.

## 2. Расчет осветлителей

Производительность осветлителей выбирается с запасом 25% по сравнению с расчетной. При этом устанавливаются не менее двух осветлителей. Емкость каждого из них

$$V_{осв} = \frac{1,25 Q_{осв} \tau}{2},$$

где  $Q_{осв}$  — полная производительность всей установки, м<sup>3</sup>/ч;  $\tau$  — продолжительность пребывания воды в осветлителе (1,5–2 ч). Определив  $V_{осв}$ , выбирают ближайший по емкости осветлитель, серийно выпускаемый нашей промышленностью.

Необходимое количество реагентов при коагуляции и известковании подсчитывают следующим образом.

Расход коагулянта  $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$ ,  $FeSO_4 \cdot 7H_2O$  в сутки

$$G_k = \frac{24 Q_{осв} \mathcal{E}_k K_k}{1000},$$

где  $G_k$  — расход безводного 100%-ного коагулянта, кг/сутки;  $\mathcal{E}_k$  — эквивалент безводного коагулянта:  $Al_2(SO_4)_3$  — 57,02,  $FeSO_4$  — 75,16;  $K_k$  — доза коагулянта:  $K_{Al} = 0,2 \div 1,2$  мг—экв/кг;  $K_{Fe} = 0,2 \div 0,7$  мг—экв/кг.

Расход технического коагулянта в сутки

$$G_{т.к} = \frac{G_k \cdot 100}{C},$$

где  $C$  — процентное содержание коагулянта в техническом продукте.

Расход полиакриламида (ПАА) в сутки

$$G_{ПАА} = \frac{24 Q_{осв} d_{ПАА}}{1000},$$

где  $d_{ПАА}$  — доза полиакриламида, равная 0,2–1,8 мг/кг.

Расход извести [в виде  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ] в сутки

$$G_{\text{и}} = \frac{24 \cdot 37,05 Q_{\text{осв}} d_{\text{и}}}{1000},$$

где 37,05 — эквивалент  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ;  $d_{\text{и}}$  — доза извести, мг — экв/кг.

### 3. Запас и хранение химических реагентов и материалов

При доставке реагентов железнодорожным транспортом склады должны обеспечивать прием не менее одного 60-тонного вагона или цистерны при наличии на складе к моменту разгрузки 15-суточного запаса соответствующего реагента с учетом обеспечения общего запаса не менее чем на месяц. При доставке жидких реагентов автотранспортом или по трубопроводу запас реагентов принимается не менее чем на 15 суток. Склад реагентов оборудуется устройствами для механизированной выгрузки и транспортировки реагентов.

Для хранения кислот и щелочей устанавливаются по два бака для каждого реагента. Иониты хранятся в отопляемых помещениях.

### 4. Компонировка оборудования водоподготовительных установок

Установки по химической обработке воды располагаются в изолированном помещении, допускающем дальнейшее расширение водоочистки с учетом подвоза реагентов к складу без промежуточной перегрузки на территории ТЭС. Вне помещения размещаются осветлители, промежуточные баки, декарбонизаторы, баки для хранения кислоты и щелочи с применением в необходимых случаях обогрева и изоляции.

При установке любого оборудования вне здания арматура для управления этим оборудованием размещается в закрытом помещении.

## 8.5. ВОДНЫЙ РЕЖИМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Задачей водного режима электростанции является предотвращение отложений солей и окислов металлов, а также коррозии в котлах, паровых турбинах, теплообменниках, трубопроводах, тепловых сетях. Поддержание нормального водно-химического режима обеспечивается чистотой воды и пара, введением в конденсат и питательную воду гидразина, аммиака, пиперидина, в котловую воду фосфатов, трилона Б, продувкой барабанных котлов, постоянной работой блочной обессоливающей установки, предупредительными и эксплуатационными промывками и консервацией оборудования, применением антикоррозионных материалов и покрытий оборудования.

## Глава 9. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

### 9.1. ОЧИСТКА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

Содержащиеся в дымовых газах летучая зола, частицы несгоревшего топлива, окислы азота, сернистые газы загрязняют атмосферу и оказывают вредное влияние на живые организмы, увеличивают износ механизмов, вызывают коррозию металлов, разрушают строительные конструкции зданий и сооружений.

К основным мероприятиям, обеспечивающим чистоту воздушного бассейна и должные санитарно-гигиенические условия населенных пунктов и промышленных зон, относятся: использование в энергоустановках газообразного и малосернистого жидкого топлива; глубокая очистка дымовых газов от золы и сернистых соединений; устройство высоких дымовых труб; создание санитарно-защитных зон между электростанцией и жилым массивом.

Система очистки дымовых газов на электростанции должна быть такой, чтобы по выходе из трубы они не создавали в воздухе у поверхности земли концентрацию вредных примесей, превышающую предельно допустимую. Допустимые нормы загрязнения атмосферного воздуха населенных мест на уровне земли, обусловливаемые «Санитарными нормами», приведены в табл. 9.1.

Табл. 9.1. Предельно допустимая концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов

| Загрязняющие вещества         | Предельно допустимая концентрация<br>$C_{п.д.-к.}$ мг/м <sup>3</sup> |                |
|-------------------------------|----------------------------------------------------------------------|----------------|
|                               | максимальная<br>разовая                                              | среднесуточная |
| Сернистый ангидрид ( $SO_2$ ) | 0,500                                                                | 0,050          |
| Пыль нетоксическая (зола)     | 0,500                                                                | 0,150          |
| Сажа (копоть)                 | 0,150                                                                | 0,050          |
| Окислы азота ( $NO_x$ )       | 0,085                                                                | 0,085          |

Максимальная концентрация вредных примесей в атмосфере на уровне земли на расстоянии двадцати высот (20  $H$ ) от дымовой трубы

$$C_{\max} = \frac{AMFm}{H^2} \sqrt[3]{\frac{n}{V\Delta T}} \quad (9.1)$$

где  $A$  — коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеивания выбросов в воздухе; для Центра Европейской части СССР  $A = 120$ ; для северной, северо-западной части СССР, Поволжья, Урала и Украины  $A = 160$ ; для Центральной Сибири, Казахстана и Средней Азии  $A = 240$ ;  $M$  — суммарный выброс золы ( $M_{\text{зол}}$ ), сернистого газа ( $M_{\text{SO}_2}$ ) и окислов азота ( $M_{\text{NO}_x}$ ) из труб, г/с;  $F$  — коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений; для  $\text{SO}_2$  и  $\text{NO}_x$   $F = 1$ , для золы при к. п. д. золоуловителей более 90%  $F = 2$ ;  $m$  — коэффициент, учитывающий скорость выхода дымовых газов из устья трубы  $w_0$ ; для  $w_0 = 10 - 15$  м/с  $m = 1$ ; для  $w_0 = 20 - 25$  м/с  $m = 0,9$ ; для  $w_0 = 30 - 35$  м/с  $m = 0,8$ ;  $H$  — геометрическая высота дымовой трубы, м;  $n$  — число труб одинаковой высоты;  $V$  — суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб, м<sup>3</sup>/с;  $\Delta T$  — разность температур выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха, °С; принимается по самому жаркому месяцу в 13 ч дня.

Количество загрязнений, выбрасываемых из дымовых труб электростанции, определяется по следующим формулам:

$$M_{\text{зол}} = \frac{B \cdot 10^6}{3600} \left( 1 - \frac{\eta_{\text{зг}}}{100} \right) \left[ \left( 1 - \frac{q_4}{100} \right) \frac{A^p}{100} a_{\text{зп}} + \frac{q_4}{100} \right];$$

сернистого ангидрида

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \frac{B \cdot 10^6}{3600} S^p;$$

окислов азота

$$M_{\text{NO}_x} = 9,55 \cdot 10^{-6} k B Q_n^p,$$

где  $B$  — часовой расход сжигаемого натурального топлива при максимальной нагрузке электростанции, т/ч;  $A^p$  — золь-



ность рабочей массы топлива, %;  $S^P$  — содержание органической и колчеданной серы в рабочей массе топлива, %;  $\eta_{\text{зз}}$  — к. п. д. золоуловителя, %;  $q_4$  — потеря тепла с механическим недожогом, %;  $a_{\text{зн}}$  — доля золы, уносимой газами;  $Q_{\text{н}}^P$  — низшая теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг;  $k$  — коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т сжигаемого топлива, приближенно  $k = \frac{28D_{\text{нз}}}{1000 + D_{\text{г.в}}}$ ;

$D_{\text{г.в}}$  — паропроизводительность котлоагрегата (или 1 корпуса), т/ч. При осуществлении специальных мероприятий по подавлению образования окислов азота (применение углового расположения горелок, рециркуляции 20—25 % газов в горелки) величина  $k$  может быть снижена в 1,5—2 раза.

Необходимо стремиться, чтобы  $C_{\text{мах}} = 0,8 C_{\text{п.д.к}}$ , причем сумма

$$\frac{C_{\text{мах}}(\text{SO}_2)}{C_{\text{п.д.к}}(\text{SO}_2)} + \frac{C_{\text{мах}}(\text{NO}_x)}{C_{\text{п.д.к}}(\text{NO}_x)}$$

не должна превышать единицы.

По известной величине  $C_{\text{мах}}$  или  $C_{\text{п.д.к}}$  из выражения (9.1) может быть найдена высота дымовой трубы  $H$ .

Если в районе сооружения (расширения) электростанции атмосферный воздух загрязнен вредными примесями действующих объектов, то при определении высоты дымовых труб следует учитывать начальную (фоновую) концентрацию  $C_{\text{ф}}$ , причем сумма  $C_{\text{мах}} + C_{\text{ф}}$  не должна превышать значения  $C_{\text{п.д.к}}$ . В этом случае высота дымовой трубы

$$H = H_0 \sqrt{\frac{C_{\text{п.д.к}}}{C_{\text{п.д.к}} - C_{\text{ф}}}}$$

где  $H_0$  — высота трубы, найденная без учета  $C_{\text{ф}}$ , м.

Для электростанций с трубами разной высоты и различным характером выброса значения  $C_{\text{мах}}$  определяются вначале отдельно для каждой трубы, затем, суммируя их на одинаковом расстоянии от труб, получают величину  $C_{\text{мах}}$  для всей системы труб.

Дымовые трубы обеспечивают отвод в атмосферу дымовых газов и рассеяние в атмосферном воздухе не уловленных в газоочистительных устройствах частиц золы и

окислов серы. Чем выше труба, а также температура и скорость газов в устье трубы, тем на более значительное расстояние рассеиваются дымовые газы и меньше концентрация вредных примесей на уровне дыхания. Выбор высоты и количества устанавливаемых на электростанции дымовых труб производится из условия, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из дымовых труб не превышало предельно допустимой концентрации вредных примесей (см. табл. 9.1).

Количество дымовых труб определяется мощностью электростанции. Обычно устанавливается по одной трубе на 2—4 котла. Сокращение числа труб позволяет существенно снизить затраты на их сооружение, уменьшить их высоту и одновременно повысить эффективность рассеивания газов по сравнению с установкой нескольких труб такого же суммарного сечения. Целесообразно подключать к одной дымовой трубе несколько блоков общей мощностью 1500—2400 МВт. Экономическая скорость газов на выходе из труб высотой 180—320 м (табл. 9.2) находится в пределах 35—45 м/с.

В некоторых случаях при использовании на мощных электростанциях высокосернистых топлив даже установка высоких дымовых труб не обеспечивает допустимых норм концентрации  $\text{SO}_2$ . В связи с этим применение сернистого топлива лимитирует мощность электростанции, поскольку проблема эффективных и экономичных методов очистки дымовых газов от сернистых соединений до сих пор не решена.

Золоуловители осуществляют улавливание твердых частиц золы из потока дымовых газов. По физическому принципу действия они подразделяются на *инерционные* (сухие и мокрые) и *электростатические*.

Выбор типа золоуловителя определяется дисперсным составом, физическими свойствами и количеством улавливаемой золы, санитарными нормами и технико-экономическими соображениями.

Табл. 9.2. Характеристика дымовых труб

| Высота трубы, м | Диаметр устья трубы, м |
|-----------------|------------------------|
| 150             | 6,0; 7,2               |
| 180             | 7,2; 8,4               |
| 250             | 9,6                    |
| 320             | 7,8                    |

Примечание. Трубы высотой 180 и 250 м—железобетонные, высотой 320 м—металлические многостовбчатые.

Эффективность работы золоуловителя характеризуется степенью очистки дымовых газов, представляющей отношение весового количества уноса, уловленного в аппарате,  $G_{ул}^{зол}$  к весу уноса, содержавшегося в дымовых газах до их поступления в аппарат,  $G_{вх}^{зол}$ :

$$\eta_{зу} = \frac{G_{ул}^{зол}}{G_{вх}^{зол}} \cdot 100\%.$$

Величина  $G_{вх}^{зол}$  может быть найдена из выражения

$$G_{вх}^{зол} = 0,01Ba_{ун}A^p + 0,01Bq_k \frac{Q_p}{32680}.$$

В качестве сухих инерционных золоуловителей в настоящее время на станциях применяются лишь батарейные циклоны, состоящие из большого числа отдельных циклонов небольшого диаметра, включенных параллельно. Степень очистки дымовых газов в батарейных циклонах достигает 70–80%, поэтому они применяются главным образом в качестве 1 ступени комбинированной системы золоулавливания (с электрофильтрами) при высокой начальной концентрации золы.

Среди мокрых инерционных золоуловителей наибольшее распространение на электростанциях получили мокрые прутковые аппараты. Улавливание золы в этом золоуловителе происходит главным образом в орошаемой водой прутковой решетке.

Мокрые прутковые золоуловители имеют расчетную степень очистки газов 85–90% и способны улавливать как мелкие, так и крупные фракции летучей золы. Они характеризуются низкой стоимостью и простотой обслуживания. Однако возможное увлажнение дымовых газов и растворение в воде окислов серы, содержащихся в газах, накладывают определенные ограничения на использование мокрых золоуловителей. Они могут применяться для топлив с приведенным содержанием серы и свободной извести не более 1% и с содержанием щелочи не более 20% при жесткости смывной воды не выше 15 мг — экв/л. Температура газов после золоуловителя не должна быть ниже 120°C.

Удельный расход воды на мокрый золоуловитель равен 0,15–0,3 кг/м³ газа. Гидравлическое сопротивление золоуловителя составляет 0,8–1 кПа.

В связи со снижением температуры дымовых газов и ухудшением рассеивающего эффекта дымовых труб мокрые золоуловители на электростанциях большой мощности, особенно сжигающих сернистые топлива, не применяются.

Характеристика золоуловителей приведена в табл. 9.3. Число устанавливаемых на один котел аппаратов зависит от его производительности, но должно быть не менее двух.

Наибольшее распространение на электростанциях получает улавливание летучей золы с помощью электрофильтров. Электрофильтры бывают с вертикальным и горизонтальным ходом газов. По числу расположенных по ходу газов электрических полей они выполняются одно-, двух-, трех- и четырехполюсными. С увеличением числа полей степень очистки газов повышается. В основном применяются трех- и четырехполюсные горизонтальные фильтры, степень очистки газов в них может достигать 97—99%. Вертикальные фильтры выполняются обычно однополюсными, и их к.п.д. меньше, чем горизонтальных.

Степень очистки газов в электрофильтре зависит от скорости, равномерности распределения и влажности газов, размера частиц, конструкции электродов. Техническая характеристика электрофильтров приведена в табл. 9.4.

Для обеспечения высокой степени очистки дымовых газов от золы (до 98—99%) на электростанциях большой мощности, работающих на высокозольном топливе, при-

Табл. 9.3. Мокрые прутковые золоуловители

| Диаметр,<br>мм | Производи-<br>тельность,<br>м³/ч | Общий<br>расход<br>воды, м³/ч | Внутреннее<br>сечение пат-<br>рубка (вход-<br>ного), м | Общая<br>высота, м | Число фор-<br>сунок | Общий<br>вес, т |
|----------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------------------------|--------------------|---------------------|-----------------|
| 2300           | 66600                            | 10                            | 1,7 × 0,87                                             | 8                  | 16                  | 20,8            |
| 2500           | 78840                            | 10,5                          | 1,9 × 0,92                                             | 8,6                | 16                  | 24,3            |
| 2700           | 92160                            | 7                             | 2 × 1,02                                               | 17,1               | 18                  | 26,4            |
| 2750           | 95000                            | 12                            | 2,15 × 1,08                                            | 9,4                | 18                  | 28,7            |
| 3000           | 124200                           | 13                            | 2,36 × 1,17                                            | 10,0               | 20                  | 33,4            |
| 3200           | 149400                           | 15                            | 2,58 × 1,29                                            | 11,0               | 24                  | 38,9            |
| 4000           | 240000                           | 25                            | 2,65 × 1,7                                             | 12,4               | 30                  | 52,7            |

Табл. 9.4. Электрофилтры (горизонтальные)

| Тип         | Число секций | Габариты, м       | Вес механического оборудования, т |
|-------------|--------------|-------------------|-----------------------------------|
| ПГД-2 × 20  | 2            | 10,8 × 4,4 × 14,1 | 33,8                              |
| ПГД-3 × 38  | 1            | 15,6 × 7,4 × 14,8 | 82,5                              |
| ПГД-3 × 50  | 1            | 15,4 × 10 × 14,9  | 115,2                             |
| ПГД-4 × 38  | 1            | 19,3 × 7,4 × 14,8 | 104,3                             |
| ПГД-4 × 50  | 2            | 20,2 × 10 × 15    | 148,1                             |
| ДГПН-3 × 32 | 1            | 16 × 6,29 × 11,2  | 113,7                             |
| ДГПН-3 × 35 | 2            | 16 × 7,18 × 12,34 | 229,5                             |
| ДГПН-3 × 42 | 2            | 16 × 8,48 × 12,5  | 221,5                             |
| ДГПН-3 × 55 | 2            | 16 × 11,3 × 11,5  | 204,0                             |
| ДГПН-2 × 84 | 4            | 17 × 11 × 11,5    | 326,0                             |

**Примечание.** В обозначении типа первое число—количество электрических полей, второе—площадь сечения активной зоны электрофилтра, м<sup>2</sup>; буквы: П—пылеуловитель; Г—горизонтальный; Д—дымовой; Н—наружный. Разрежение газа в электрофилтре и гидравлическое сопротивление электрофилтра порядка 2 кПа.

меняются комбинированные золоуловители, состоящие из последовательно установленных аппаратов двух типов: багareйного циклона и электрофилтра.

## 9.2. ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЕ

Система шлакозолоудаления обеспечивает удаление золы и шлака от котлов до золоотвала. На современных ТЭС в основном применяется гидравлическая система шлакозолоудаления. Пневматическое шлакозолоудаление используется в тех случаях, когда зола и шлак употребляются в качестве сырья побочных производств. В этом случае гидравлическая система выполняется в качестве резервной. Гидравлическое шлакозолоудаление отличается высокой производительностью, надежностью, хорошими санитарно-гигиеническими условиями и возможностью транспорта золы и шлака на значительное расстояние (до 4—6 км).

Гидравлический транспорт шлака и золы производится в два этапа: по открытым самотечным каналам в пределах котельного цеха и по напорным трубопроводам за пределами станции на отвал. В пределах котельного цеха шлаковые и золовые самотечные каналы выполняются

раздельными соответственно с уклоном 1,5 и 1%. Скорость воды в них должна быть 1,6—1,8 м/с при транспорте шлака и 1—1,2 м/с при транспорте золы. Для уменьшения износа самотечные каналы имеют износоустойчивую облицовку. Для надежного транспорта шлака и золы в каналах устанавливаются побудительные сопла. К одному шлаковому каналу подключаются 3—5 коглов.

Удаление шлака из-под топок котлов осуществляется непрерывно с помощью скребкового транспортера, передвигающегося в заполненной водой ванне. С транспортера шлак сбрасывается в шлакодробилку, где дробится до кусков размером не более 50 мм, а из дробилки поступает в самотечный канал.

Для транспортирования золы и шлака за пределы станции применяются багерные и шламовые насосы, а также гидроаппараты Москалькова. Транспорт шлака и золы на золоотвал может осуществляться как по общим, так и раздельным трубопроводам. При раздельном транспорте требуется больше трубопроводов, что увеличивает капиталовложения, но снижается расход электроэнергии на гидротранспорт, так как золу можно транспортировать с меньшим удельным расходом воды.

Удельный расход воды на смыв и транспорт по каналу шлака и золы для систем с багерными насосами находится в пределах 10—15 кг/кг, если насосная расположена в котельной, и 25—30 кг/кг — при вынесенной насосной.

При совместном удалении шлака и золы сокращается число пульпопроводов и транспортирующих установок, но увеличивается расход электроэнергии.

На новых ТЭС должна применяться схема совместного гидрошлакозолоудаления с помощью багерных насосов. Раздельная схема допускается лишь при технико-экономическом обосновании, когда шлак и зола могут быть использованы для строительных целей. С целью обеспечения бесперебойной работы системы гидрошлакозолоудаления багерные насосы устанавливаются с одним резервным и одним ремонтным в каждой группе насосов. К багерному насосу шлакозоловая смесь поступает после шлакодробилки и металлоуловителя с размером кусков не более 50 мм.

Напорные шлакозолопроводы (пульпопроводы) выполняются из стальных труб диаметром 300—600 мм и

прокладываются на лежневых опорах по поверхности земли с уклоном в сторону отвала, с минимальным числом изгибов и поворотов. Пульпопроводы подвержены сильному и неравномерному износу, поэтому при абразивных золе и шлаке их внутреннюю поверхность облицовывают износоустойчивым материалом и предусматривают возможность периодического поворота труб (на 60—90°) по мере их износа.

Для предотвращения выпадения твердых частиц из потока и образования отложений на трубах скорость пульпы не должна быть ниже критической (1,8—2,5 м/с). Конструкция шлакозолопроводов должна обеспечивать также возможность их механической очистки.

Для каждой багерной насосной предусматривается один резервный пульпопровод. Допускается устройство одного резервного пульпопровода на две багерные насосные.

Суммарное количество шлака и золы, удаляемых с электростанции,

$$G_{шз} = 0,01B \left( A^p + q_k \frac{Q_n^p}{32680} \right) \left[ 1 - a_{yn} \left( 1 - \frac{\eta_{ny}}{100} \right) \right].$$

Диаметр шлакозолопровода

$$d = \sqrt[3]{\frac{4Q}{3600\pi v}},$$

где  $Q$  — расчетный расход пульпы шлакозоловой смеси, м<sup>3</sup>/ч;  $v$  — расчетная скорость потока пульпы, м/с.

На электростанциях должна применяться только оборотная система гидрозолоудаления с возвратом осветленной воды с золоотвала на ТЭС для повторного использования.

Для новых электростанций емкость площадок для шлакозолоотвалов должна быть рассчитана не менее чем на 25 лет работы. Емкость шлакозолоотвалов должна быть достаточной для эксплуатации электростанции в течение 5 лет после ввода ее на проектную мощность. Площадки золоотвалов располагают на не пригодных для других целей земельных участках, по возможности ближе к электростанции и на низких отметках. Следует максимально использовать отведенные для золоотвалов территории путем заполнения их до предельной высоты.

Табл. 9.5. Механизмы и оборудование систем гидроэроудаления

| Оборудование                                                      | Производительность, т/ч |           | Давление, кПа | Мощность, кВт |
|-------------------------------------------------------------------|-------------------------|-----------|---------------|---------------|
|                                                                   | по шлаку                | по воде   |               |               |
| Шлаковая шахта непрерывного смыва                                 | 6—12                    | 20—30     | —             | —             |
| Смывные сопла                                                     | —                       | 6—30      | 0,6—1         | —             |
| Шлаковая ванная непрерывного удаления со скребковым транспортером | 6—20                    |           |               |               |
| Золосмывной аппарат АЗС                                           | 1—4                     | 4—16      | 0,30          | —             |
| Багерный насос 9ГР-8                                              | —                       | 300—400   | 0,4—0,35      | 75—85         |
| 10ГР-8                                                            | —                       | 600—800   | 0,12—0,4      | —             |
| 12ГР-8                                                            | —                       | 1000—2000 | 0,56—0,3      | 440           |

При выдаче золы и шлака с электростанций для использования в народном хозяйстве система гидроэроудаления рассчитывается на удаление в золоотвал всего их количества.

В табл. 9.5 приведено оборудование системы гидроэроудаления.

Потребная емкость золошлакоотвалов на 1000 кВт установленной мощности при сжигании различных углей составляет: для донецкого АШ—6; подмосковного Б—17; львовско-волынского Г—12; экибастузского СС—16; канского Б—5; эстонских сланцев—25 м<sup>3</sup>/год.

### 9.3. ОЧИСТКА И НЕЙТРАЛИЗАЦИЯ СТОЧНЫХ ВОД

Сточными водами электростанции, подлежащими очистке или нейтрализации, являются: воды, загрязненные нефтепродуктами — мазутом, маслами; воды, содержащие «Ивниоль» и «ОМТИ»; обмывочные воды конвективных поверхностей нагрева основных и пиковых водогрейных котлов, а также РВП; отработавшие растворы после химических очисток оборудования и его консервации; зашламленные стоки и регенерационные растворы водоподготовительных установок.

Очистка сточных вод от нефтепродуктов проектируется по схеме: приемный резервуар, нефтеловушка, двухслойные механические фильтры. Установка фильтров с



активированным углем после механических фильтров должна быть обоснована. Допускается по условиям компоновки очистных сооружений проектировать взамен нефтеловушки напорную флотационную установку.

Емкость приемного резервуара следует выбирать из расчета двухчасового притока расчетного расхода сточных вод. Остаточное содержание нефтепродуктов после приемных резервуаров принимается 70–80 мг/кг, остаточное содержание нефтепродуктов после нефтеловушек (флотационных установок) — 20–30 мг/кг. Скорость фильтрации в фильтрах с активированным углем принимается 7 м/ч, содержание нефтепродуктов после фильтров — до 1 мг/кг.

Механические фильтры предусматриваются с двухслойной загрузкой кварцевым песком и дробленным антрацитом (коксом). Скорость фильтрации 7 м/ч. Остаточное содержание нефтепродуктов после механических фильтров 5–10 мг/кг. Механические и угольные фильтры промываются горячей водой температурой 80–90 °С.

Вода, прошедшая очистку, должна использоваться повторно на технологические нужды ТЭС, на подпитку оборотной системы технического водоснабжения, а также на питание водоподготовки.

Ввиду отсутствия методов очистки сточных вод от «Иввиоля» и «ОМТИ» следует предусматривать устройства для сбора и подачи этих вод и загрязненных осадков в мазутные баки с последующим сжиганием в котлах.

При проектировании узла нейтрализации и обезвреживания обмывочных вод необходимо предусматривать осаждение ванадийсодержащего шлама, удовлетворяющего требованиям металлургических заводов. Для этого применяется нейтрализация обмывочных вод в две стадии: 1) обработка вод едким натром до  $pH=4,5-5$  для осаждения оксидов ванадия и отделение ванадийсодержащего шлама на фильтр-прессах типа ФПАКМ; 2) обработка осветленной после первой стадии нейтрализации воды известью до  $pH=9,5-10$  для осаждения оксидов железа, никеля, меди, а также сульфата кальция.

Расчетный расход реагентов для нейтрализации обмывочных вод принимается: едкого натра в первой стадии нейтрализации — 6 кг/м<sup>3</sup> в пересчете на NaOH; извести во второй стадии — 5, 6 кг/м<sup>3</sup> в пересчете на CaO.

Жидкий шлам после первой стадии нейтрализации

направляется в специальный бак для сбора шлама, из которого он подается на фильтр-пресс. Полученный после фильтрования шлам пакуются в мешки, складывается и направляется для переработки на металлургические заводы.

Нейтрализация едким натром и известью производится в баках-нейтрализаторах с целью получения более чистого ванадийсодержащего шлама.

Жидкий шлам после второй стадии нейтрализации направляют на шламоотвал с противофильтрационным покрытием, емкость которого рассчитывается на 10 лет работы ТЭС.

Осветленные воды после второй стадии нейтрализации направляются на повторное использование для обмывки РВП и конвективных поверхностей нагрева котлов.

Средний состав нейтрализованных обмывочных вод: содержание ванадия, никеля, меди, железа — менее 0,1 мг/кг каждого;  $pH=9,5-10$ ; содержание  $CaSO_4$  — до 2 г/кг.

Средний состав шлама после нейтрализации представлен в табл. 9.6.

Табл. 9.6. Состав сухого шлама

| Вещества, входящие в состав сухого шлама   | Весовое количество при оседании, % |                  |
|--------------------------------------------|------------------------------------|------------------|
|                                            | в первой стадии                    | во второй стадии |
| Соединения ванадия в пересчете на $V_2O_5$ | 20—30                              | —                |
| Соединения железа в пересчете на $Fe_2O_3$ | 40—60                              | 35—40            |
| Оксид никеля и оксид меди                  | —                                  | 2—3              |
| Сульфат кальция                            | 4—8                                | 40—55            |
| Прочие вещества                            | 10—20                              | 10—15            |

При обмывке пиковых котлов на пылеугольной ТЭС допускается нейтрализация обмывочных вод известью. Нейтрализованную воду вместе со шламом допускается направлять в систему гидрозолоудаления при  $pH$  осветленной воды не ниже 7. Если  $pH$  осветленной воды ниже 7, необходимо предусматривать отдельный шламонакопитель. Расчетный расход извести при нейтрализации принимается 7 кг/м<sup>3</sup> в пересчете на  $CaO$ .

Разные вещества, отрицательно влияющие на санитарный режим водоемов, содержатся в сбросных водах химической промывки оборудования и после его консервации. При проектировании устройств для обработки указанных сбросных вод следует исходить из применяемых предпусковых и эксплуатационных химических очисток. Для нейтрализации и обезвреживания отработавших растворов используются установки по нейтрализации и обезвреживанию вод химической промывки.

Сбор и нейтрализацию промывочных растворов предусматривают в баках-нейтрализаторах, объем которых должен быть рассчитан на прием кислых и щелочных растворов с учетом трехкратного разбавления их водой при вытеснении из контура. Кислые и щелочные промывочные растворы, собранные в баках-нейтрализаторах, следует использовать для взаимной нейтрализации. Емкость баков-нейтрализаторов должна быть не меньше семикратного объема промывочного контура при одноэтапной промывке и десятикратного объема при двухэтапной промывке.

Для сбора стоков от водных промывок оборудования, а также слабо загрязненных стоков от вытеснения кислых и щелочных растворов предусматривают открытую емкость, состоящую из двух секций: первая служит для отстаивания продуктов коррозии и механических загрязнений, в нее направляют три объема контура при первоначальной водной промывке оборудования; осветленная вода перепускается во вторую секцию-усреднитель, в которую отводятся стоки от водных отмывок оборудования в количестве 12 объемов контура при вытеснении кислых и щелочных растворов. Емкость усреднителя выбирается в зависимости от типа котла и объема промывочного контура. Вода из усреднителя используется для подпитки оборотных систем водоснабжения электростанций. В ТЭС с прямоточными системами водоснабжения, а также при невозможности использования этих вод на собственные нужды выпуск их производится в водоотводящий канал.

Для окончательной нейтрализации, осаждения ионов тяжелых металлов (железа, меди, цинка), разложения гидразина, аммонийных соединений и других операций необходимо предусматривать бак с конечным дном емкостью до 500 м<sup>3</sup>. Бак оборудуется насосами, устройствами для разводки воздуха и подвода реагентов.

Осаждение железа выполняется путем подщелачивания известью до  $\text{pH} = 10-12$ . Отстаивание сточных вод для уплотнения осадка и осветления воды продолжается не менее двух суток.

При эксплуатационных промывках для осаждения меди и цинка следует применять сульфид натрия, который добавляется в раствор после отделения шлама гидроокиси железа. Осадок сульфидов меди и цинка уплотняется отстаиванием не менее суток.

Осветленную воду необходимо подкислять до нейтральной с  $\text{pH} = 6,5-8,5$  и отводить совместно с другими засоленными стоками электростанции.

На ТЭС, работающих на газомазутном топливе, дополнительную обработку и обезвреживание нейтрализованных вод химической очистки допускается проводить с использованием установки нейтрализации обмывочных вод РВП и конвективных поверхностей нагрева. Однако смешивание вод химической очистки и обмывочных вод РВП недопустимо.

Продувочная вода осветлителей может отводиться: в систему гидрозолоудаления; на нейтрализацию кислых стоков; непосредственно на шламоотвал при расположении его вблизи ТЭС с возвратом осветленной воды из шламоотвала в баки повторного использования промывочных вод механических фильтров; в специальные устройства для обезвреживания шлама с возвратом осветленной воды в баки повторного использования промывочных вод механических фильтров.

Отходы известкового хозяйства могут сбрасываться в систему гидрозолоудаления и на шламоотвал.

Расчетный объем шламоотвала принимается на 10 лет работы ТЭС с проектной мощностью.

Вода от промывки механических фильтров при наличии осветлителей собирается в специальную емкость и без отстаивания равномерно в течение суток перекачивается в линию исходной воды на водоочистке с коагуляцией (без известкования) или в нижнюю часть осветлителя (при известковании). При отсутствии осветлителей вода от промывки механических фильтров направляется в систему гидрозолоудаления или в систему сбора регенерационных вод ионитных фильтров.

Регенерационные воды ионитных фильтров, продувочные воды испарителей в зависимости от местных условий

направляются в систему гидрозолоудаления с использованием их на нужды гидротранспорта золы и шлама или в водоемы с соблюдением санитарно-гигиенических и рыбохозяйственных требований к качеству воды водоема.

Нейтрализация кислых и щелочных стоков производится в баках, имеющих антикоррозионное покрытие, оборудованных устройствами для подвода воздуха и реагентов.

Промывочные воды электромагнитных фильтров, содержащие повышенные концентрации окислов железа во взвешенном состоянии, направляют на золо- или шламоотвалы.

В настоящее время в Советском Союзе сооружаются бессточные ТЭЦ, на которых сточные воды не сбрасываются в водоемы, а полностью используются в цикле станции. Так, например, применяют комплексную схему упаривания высококонцентрированных сточных вод химической очистки до высокой концентрации  $0,1 \text{ кг/м}^3$  с последующим выжигом концентрата в специально сооружаемой выжигательной установке. Чтобы максимально уменьшить производительность установки для химической очистки воды и соответственно количество сбрасываемой воды этой группы в некоторых случаях в тепловую схему ТЭЦ включают испарительные установки.

## **Глава 10. УПРАВЛЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ**

### **10.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ**

Дипломный проект должен включать разработку вопросов, связанных с управлением, автоматизацией и контролем технологических процессов, а также с применением АСУ электростанций.

На ТЭС предусматривается система управления оборудованием, предназначенная для выполнения функций контроля, сигнализации, автоматического вычисления технико-экономических показателей, дистанционного управления, автоматического регулирования, технологической защиты, дискретного автоматического управления и оперативной связи. Объем контроля, сигнализации, автоматического регулирования и технологической защиты принимается в соответствии с ПТЭ.

Раздел по автоматизации тепловых процессов ТЭС должен составлять, как уже указывалось, примерно 7—8 (до 10) % общего объема проекта или примерно 10 страниц пояснительной записки и 1—2 листа графической части. В пояснительной записке должны быть отражены следующие вопросы:

- 1) выбор схемы управления оборудованием электрической станции;
- 2) выбор схем регулирования технологических процессов ТЭС и объема автоматизации по отдельным участкам. Для отдельных участков и объектов регулирования расчетным путем или по имеющимся кривым разгона определяются динамические характеристики и параметры настройки регуляторов;
- 3) описание компоновки щитов управления и выбор основных средств автоматизации (тип и марка приборов, аппаратуры, регулирования);
- 4) применение на ТЭС автоматизированной системы управления (АСУ). Так как в дипломном проекте разрабатываются преимущественно автоматические устройства и регуляторы технологических процессов, ниже приводится их перечень в последовательности технологического цикла ТЭС.

## 10.2. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ТЭС

### I. Топливо-транспортное хозяйство

#### *А. Разгрузка, подготовка и подача твердого топлива*

а) автоматизация централизованного пуска и останова механизмов тракта топливоподачи, включая питатели, дробилки, ленточные конвейеры, пробоотборники и аспирационные установки;

б) автоматизация загрузки бункеров котельного цеха;

в) автоматизация удаления металла из транспортируемого топлива;

г) комплексная автоматизация узла вагоноопрокидывателя.

#### *Б. Размораживающее устройство*

а) регулирование температуры горячего воздуха;

б) цикл работы и останова двигателя в зависимости от температуры наружного воздуха.

#### *В. Подготовка и подача жидкого топлива*

Регулирование температуры мазута, подаваемого к котлам.

#### *Г. Подача газообразного топлива*

Регулирование давления газа в ГРП.

### II. Пылеприготовление

#### *А. Индивидуальные пылеприготовительные установки*

Устройства для автоматического регулирования:

а) загрузки мельниц топливом;

б) давления (разрежения) сушильного агента перед мельницами;

в) температуры пылевоздушной смеси за мельницей для всех топлив, кроме антрацита.

Регулирование пылеприготовительных установок с прямым вдуванием пыли предусматривается системой регулирования процесса горения в топке котла.

### *Б. Центральные пылеприготовительные и сушильные установки*

Объем автоматических устройств определяется в зависимости от принятой схемы сушки и размола топлива.

### **III. Котельные установки**

Котлы всех типов должны управляться от главного регулятора — одного на блок или на группу из 6—8 котлов с поперечными связями.

На моноблоках возможно регулирование давления перед турбиной без главного регулятора.

Автоматические регуляторы котельных установок:

а) подачи питательной воды (регулятор питания) — по одному на барабанный и на каждый водопаровой тракт прямоточного котла;

б) производительности питательных насосов, оборудованных устройствами для изменения скорости вращения;

в) подачи топлива в топку (регулятор топлива);

г) подачи общего воздуха в топку (регулятор общего воздуха);

д) подачи первичного воздуха к мельницам в схемах с прямым вдуванием пыли в топку;

е) соотношения «топливо — воздух»;

ж) разрежения в топке котла;

з) температуры перегретого пара;

и) температуры вторичного перегретого пара;

к) дополнительные растопочные для агрегатов паропроизводительностью выше 320 т/ч.

### **IV. Золоудаление**

Регулирование уровня в дренажном колодце.

### **V. Вспомогательное оборудование тепловой схемы**

#### *А. Редукционные устройства (РУ, РОУ, БРОУ)*

а) давления свежего или редуцированного пара;

б) температуры редуцированного пара.



## **Б. Деаэраторы**

- а) давления гросющего пара;
- б) уровня воды в баках.

## **VI. Паротурбинные установки**

Автоматические регуляторы:

- а) скорости вращения и давления пара в регулируемых отборах;
- б) давления перед турбинами («до себя») блочных установок с прямоточным котлом;
- в) подачи пара на концевые уплотнения валов;
- г) уровня и рециркуляции воды в конденсаторе;
- д) температуры масла за маслоохладителями системы маслоснабжения;
- е) подачи пара на прогрев фланцев и шпилек цилиндров турбины;
- ж) давления пара перед эжекторами.

## **VII. Техническое водоснабжение**

Водозаборные устройства береговой насосной оборудуются автоматическими устройствами для включения:

- а) промывки вращающихся сеток;
- б) насосов дренажного приямка.

Водосборные бассейны градирен оборудуются автоматическими регуляторами уровня воды.

## **VIII. Стационарное теплофикационное оборудование и тепловые сети**

Автоматические регуляторы:

- а) температуры сетевой воды за основными и пиковыми сетевыми подогревателями;
- б) уровня конденсата в сетевых подогревателях;
- в) давления в обратном коллекторе сетевой воды.

Водогрейные теплофикационные котлы должны иметь:

- а) электрические запальные растопочные устройства с дистанционным автоматическим управлением;
- б) устройство для обмывки поверхностей нагрева при работе на сернистых мазутах;

- в) автоматические регуляторы процесса горения;
- г) устройство дистанционной растопки и останова котла (для газомазутных котлов 420 ГДж/ч и выше).

## **IX. Химическая обработка воды**

### ***А. Добавочная вода***

Автоматические регуляторы в устройствах для обработки воды:

- 1) осветлители:
  - а) температуры исходной воды;
  - б) дозировки коагулянта и активатора коагуляции;
  - в) дозировки известкового молока;
  - г) уровня в баке коагулированной воды;
- 2) баки обессоленной воды снабжаются авторегуляторами уровня, регулирующими нагрузку фильтров;
- 3) группа фильтров (не более 3-5):
  - а) концентрации раствора кислоты;
  - б) концентрации раствора щелочи;
  - в) расхода разбавляющей воды для кислоты и щелочи;
  - г) регенерации узла (программный регулятор);
  - д) расхода воды на взрыхление и отмывку фильтров.

### ***Б. Водный режим***

Каждый блок оборудуется авторегуляторами:

- а) непрерывной продувки;
- б) дозировки гидразина;
- в) дозировки аммиака;
- г) дозировки фосфатов.

## **10.3. УПРАВЛЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЕМ ТЭС**

Управление оборудованием электрической станции осуществляется на постах управления, которыми являются:

### ***А. На блочных электростанциях***

- а) центральный щит управления (ЦЩУ);
- б) блочные щиты управления (БЩУ);
- в) щиты управления (ЩУ) вспомогательных цехов и общестанционных установок.

## *Б. На электростанциях с поперечными связями*

- а) главный щит управления (ГЩУ);
- б) групповые щиты управления (ГрЩУ);
- в) щиты управления (ЩУ) вспомогательных цехов и общестанционных установок.

Для электростанций большой мощности (2,4 млн. кВт и более) на ЦЩУ или в отдельном помещении предусматривается общестанционный информационно-вычислительный пункт для сбора и обработки технико-экономических показателей по электростанции в целом и для передачи ее в информационно-вычислительный центр.

Для энергетических блоков мощностью 300 тыс. кВт и более создаются информационно-вычислительные системы, включающие вычислительные машины (ЭЦВМ) с использованием одной ЭЦВМ для одного или нескольких блоков.

### **10.4. ВОПРОСЫ АСУ ТЭС**

Реальные эксплуатационные показатели в значительной степени зависят от качества эксплуатации, определяемого возможностью быстрых расчетов всех параметров, соответствующих реальной эксплуатационной ситуации, и возможностью быстро реализовать полученные расчетные рекомендации. Эти вопросы решаются при внедрении на тепловой электростанции АСУ.

Материал должен включать общую часть, содержащую принципиальную характеристику АСУ ТЭС, и индивидуальное задание, выполняемое применительно к проектируемому оборудованию ТЭС. Индивидуальное задание состоит в разработке алгоритма одной из задач оперативного анализа технико-экономических показателей, которая будет решаться АСУ ТЭС на проектируемой тепловой электростанции.

Примером таких задач является оперативный анализ: влияния на удельный расход топлива отключения подогревателей высокого давления турбины; перехода от слива дренажа в ПВД к сливу в деаэратор; перехода на питание деаэратора паром другого давления; изменения вакуума в конденсаторе турбин; изменения давления (температуры) острого пара перед турбиной; изменения содержания кислорода в газах за подогревателем котла; изменения температуры уходящих газов за котлом и др.

## Глава 11. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 11.1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Основным электрическим оборудованием электрической станции считаются генераторы и трансформаторы. Мощность генераторов определяется выбранной мощностью турбин. К установке должны приниматься только новейшие генераторы, выпускаемые в настоящее время, или те, выпуск которых намечен на ближайшее будущее.

Генераторы ГРЭС, предназначенные для работы в блоке с трансформатором, имеют напряжение 10,5—24 кВ.

Генераторы ТЭЦ могут выдавать электрическую энергию как с шин генераторного напряжения, так и с шин повышенного напряжения. Если заданная мощность ТЭЦ значительно превышает нагрузку потребителей генераторного напряжения (включая и собственные нужды), то в этом случае рекомендуется часть генераторов соединять в блоки с трансформаторами и выдавать энергию на повышенном напряжении.

При работе генераторов на шины генераторного напряжения необходимо учитывать следующие соображения:

1) число генераторов должно быть не менее двух и не более четырех;

2) суммарная мощность генераторов должна быть больше мощности, выдаваемой с шин потребителям;

3) ударный ток короткого замыкания на шинах генераторного напряжения не должен превышать 300 кА.

Напряжение генераторов, подключенных к шинам генераторного напряжения, следует принимать равным 6,3 или 10,5 кВ в зависимости от напряжения распределительной сети предприятия или города.

Технические данные генераторов приведены в табл. 11.1.

Мощность двухобмоточного и трехобмоточного трансформатора, работающего в блоке с одним генератором, принимается равной мощности генератора (в МВ·А).

Количество блоков с трехобмоточными трансформаторами (автотрансформаторами) принимают не более двух. Группы из однофазных трансформаторов или авто-

Табл. 11.1. Характеристики мощных генераторов

| $P_{\text{ном}}^*$<br>тыс. кВт | Тип        | cos φ | $U_{\text{ном}}^*$<br>кВ | К. п. д. ,<br>% | $x_d^*$ |
|--------------------------------|------------|-------|--------------------------|-----------------|---------|
| 120                            | ТВФ-120-2  | 0,80  | 10,5                     | 98,5            | 0,214   |
| 200                            | ТВВ-200-2  | 0,85  | 15,75                    | 98,6            | 0,181   |
| 300                            | ТВВ-300-2  | 0,85  | 20,0                     | 98,7            | 0,195   |
| 500                            | ТВВ-500-2  | 0,85  | 20,0                     | 98,7            | 0,242   |
| 800                            | ТВВ-800-2  | 0,90  | 24,0                     | 98,7            | 0,305   |
| 1200                           | ТВВ-1200-2 | 0,90  | 24,0                     | 99,0            | —       |

трансформаторов допускается применять только в тех случаях, когда нет соответствующих трехфазных трансформаторов.

Связь между шинами двух повышенных напряжений может быть выполнена с помощью автотрансформаторов. Автотрансформаторы подключаются через выключатели к шинам высшего и среднего напряжений ГРЭС. Если связь между частями энергосистемы осуществляется на шинах проектируемой станции, то предусматривается установка двух автотрансформаторов, работающих параллельно. Суммарная мощность автотрансформаторов определяется, исходя из перетоков мощности между шинами высшего и среднего напряжений в нормальном режиме и при отключении одного блока, присоединенного к шинам среднего напряжения.

На ТЭЦ, имеющей сборные шины генераторного напряжения, трансформаторы связывают эти шины с энергосистемой.

Как правило, на ТЭЦ устанавливаются один или два трансформатора связи с системой. Установка одного трансформатора допускается в случае, если выдача мощности в систему незначительна, и он служит в основном для резервирования электроснабжения потребителей, подключенных к шинам генераторного напряжения при останове одного генератора. Мощность трансформаторов связи с системой на ТЭЦ выбирают, исходя из следующих условий:

1) выдача избыточной мощности в энергосистему в период минимума нагрузки на шинах генераторного напряжения

$$S_{\text{тр}} \geq \sum_1^n \frac{P_{\text{г}}}{\cos \varphi_{\text{г}}} - \frac{P_{\text{с.н}}}{\cos \varphi_{\text{с.н}}} - \frac{P_{\text{г.н min}}}{\cos \varphi_{\text{ср}}},$$

где  $P_r$ ,  $\cos \varphi_r$  — номинальная мощность и коэффициент мощности генераторов;  $P_{г.н \text{ min}}$  — минимальная нагрузка на шинах генераторного напряжения, принимается 0,5—0,6 заданной;  $\cos \varphi_{ср} = 0,8—0,9$  — средний коэффициент мощности нагрузки;  $P_{с.н}$ ,  $\cos \varphi_{с.н}$  — мощность и коэффициент мощности собственных нужд;  $n$  — число генераторов;

2) пропуск недостающей мощности из энергосистемы на шину генераторного напряжения в период максимума нагрузки при останове одного генератора

$$S_{тр} \geq \sum_{i=1}^{n-1} \frac{P_r}{\cos \varphi_r} - \frac{P_{с.н}}{\cos \varphi_{с.н}} - \frac{P_{г.н \text{ max}}}{\cos \varphi_{ср}}.$$

По большему значению  $S_{тр}$  выбирают по каталогу трансформаторы связи с системой. Трансформаторы ТЭЦ должны иметь устройства для регулирования напряжения под нагрузкой.

## 11.2. ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ СТАНЦИИ

### 1. Общие положения

Главная схема электрических соединений выбирается в соответствии с нормами технологического проектирования на основании утвержденного плана развития энергосистемы. Для выбора главной схемы электрических соединений должны быть заданы следующие данные: напряжения, на которых выдается электроэнергия; нагрузка на шинах всех напряжений; схема сети и число линий на каждом напряжении; величина перетоков мощности между распределительными устройствами различных напряжений.

Число линий, идущих к потребителям,

$$n = \frac{P_n}{P_n},$$

где  $P_n$  — нагрузка потребителей на данном напряжении, тыс. кВт;  $P_n$  — средняя нагрузка одной линии, тыс. кВт (см. табл. 11.2).

Табл. 112 Средняя нагрузка одной линии электропередач

| Номинальное напряжение, кВ | Тип линии | Мощность, передаваемая по линии, тыс. кВт | Номинальное напряжение, кВ | Тип линии | Мощность, передаваемая по линии, тыс. кВт |
|----------------------------|-----------|-------------------------------------------|----------------------------|-----------|-------------------------------------------|
| 6                          | К.б.      | 3                                         | 330                        | Возд.     | 240—730                                   |
| 10                         | Каб.      | 5                                         | 500                        | Возд.     | 900—2200                                  |
| 35                         | Возд.     | 10—25                                     |                            |           |                                           |
| 110                        | Возд.     | 50—70                                     | 750                        | Возд.     | 2000—2800                                 |
| 220                        | Возд.     | 70—240                                    | 1200                       | Возд.     | 4000—5700                                 |

## 2. Выбор схемы ГРЭС

Районные электрические станции, как правило, расположены вдали от потребителей и выдают электрическую энергию напряжением 110—750 кВ. В схемах ГРЭС отсутствуют шины генераторного напряжения, а сами генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами.

ГРЭС, разрабатываемые в проекте, могут иметь одно или два повышенных напряжения. При напряжениях 110 и 35 кВ связь между распределительными устройствами (РУ) обычно выполняется через два блока генератор — трехобмоточный трансформатор. При более высоких напряжениях (330/500; 500/220 кВ и т. п.) все генераторы соединяются в блоки с двухобмоточными трансформаторами, а связь между РУ разных напряжений осуществляется с помощью автотрансформаторов. Распределение блоков между РУ должно производиться таким образом, чтобы перетоки мощности через автотрансформаторы были минимальными. Это позволяет выбрать автотрансформатор возможно меньшей мощности. Обмотки высшего напряжения автотрансформаторов могут быть использованы для резервного питания собственных нужд.

Схемы РУ напряжением 35—750 кВ различаются в зависимости от числа присоединений. При числе присоединений не более четырех следует применять следующие схемы:

- 1) блок трансформатор — линия (с выключателем или комплектом короткозамыкатель — отделитель);
- 2) схему верхнего или нижнего мостика;
- 3) схему треугольника или четырехугольника.

При выполнении РУ с этими схемами необходимо

предусмотреть возможность расширения РУ и перехода на схемы полного развития.

Для РУ с большим числом присоединений могут применяться следующие схемы:

- 1) полуторная (схема с тремя выключателями на две цепи);
- 2) с двумя рабочими и обходной системой шин;
- 3) с одной секционированной системой шин и обходной системой или без нее (для РУ 35 кВ);
- 4) блочная схема генератор—трансформатор линия;
- 5) двоянного четырехугольника;
- 6) шестигольника или двух шестигольников, объединенных двумя перемычками с выключателями;
- 7) с двумя системами сборных шин и двумя выключателями на цепь.

В РУ 110—750 кВ со сборными шинами и одним выключателем на цепь при любом числе присоединений должна быть выполнена и обходная система шин. Эта система должна охватывать выключатели всех линий и трансформаторов

### 3. Выбор схемы ТЭЦ

ТЭЦ выдают энергию на генераторном и одном или двух повышенных напряжениях.

Сборные шины генераторного напряжения секционируются по числу генераторов. Для ограничения токов короткого замыкания при мощности генераторов 30 МВт и более в схеме предусматриваются секционирующие реакторы или трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Трансформаторы связи с системой присоединяются к секциям шин генераторного напряжения таким образом, чтобы схема получилась симметричной. При прямоугольной схеме шин трансформаторы присоединяют к крайним секциям, при кольцевой — через одну секцию. Схема должна быть выполнена так, чтобы при отключении любой секции или трансформатора не нарушалась параллельная работа генераторов (допускается параллельная работа на шинах повышенного напряжения).

РУ генераторного напряжения обычно выполняется по схеме:



- 1) с одиночной секционированной системой шин;
- 2) кольца с одной системой шин;
- 3) с рабочей секционированной и резервной несекционированной системами шин.

Во всех схемах питание потребителей генераторного напряжения должно выполняться через групповые реакторы. Линейные выключатели 6—10 кВ во всех случаях выбираются типа ВМП-10.

Для увеличения надежности электроснабжения потребителей целесообразно применение комплектиных распределительных устройств (КРУ) на отходящих линиях.

В схемах РУ генераторного напряжения должна быть предусмотрена возможность шунтирования секционных реакторов для уменьшения потерь мощности при отключении одного из генераторов.

Часть генераторов ТЭЦ может быть соединена в блоки с трансформаторами. Блоки генератор — трансформатор применяют на ТЭЦ в тех случаях, когда в максимум нагрузок основная часть мощности выдается на шины повышенных напряжений. Схемы блоков аналогичны схемам блоков ГРЭС, а мощность отдельных блоков выбирается по турбинам, устанавливаемым на ТЭЦ.

РУ повышенного напряжения имеют схемы, аналогичные схемам РУ ГРЭС.

### 11.3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Схемы и исходные данные для расчета токов короткого замыкания получают, исходя из схемы системы и схемы проектируемой станции.

Для выбора электрических аппаратов производится вычисление токов трехфазного короткого замыкания по расчетным кривым. Точки короткого замыкания выбираются в таких местах схемы проектируемой электростанции, чтобы аппараты были поставлены в наиболее тяжелые условия.

Характерными точками короткого замыкания являются:

а) на сборных шинах — РУ каждого напряжения, а если в схеме установлены секционные реакторы, то на каждой секции шин генераторного напряжения;

б) на выводах генераторов;

в) за линейным реактором;

г) за трансформатором (реактором) собственных нужд.

Общее количество точек, рассчитываемых в проекте, должно быть 3—5.

Расчет токов короткого замыкания выполняется в отпосительных единицах. Все сопротивления схемы замещения приводятся к одним и тем же базисным условиям. За базисную мощность принимают обычно 100 или 1000 МВ А, за базисное напряжение — среднее напряжение ступени, на которой находится точка короткого замыкания. Результаты расчета токов короткого замыкания для различных точек короткого замыкания оформляют в виде следующих таблиц:

| Расчетная точка короткого замыкания | Расчетное сопротивление $x_p$ | $I_{*}^{\sigma}$ , кА | $I_{*}^{\infty}$ , кА | $I^{\sigma}$ , кА | $I^{\infty}$ , кА | $i_y$ , кА | $S_{к.з.}$ , МВ·А |
|-------------------------------------|-------------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|------------|-------------------|
|                                     |                               |                       |                       |                   |                   |            |                   |

#### 11.4. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по конструктивному исполнению, роду установки и основным параметрам, зависящим от назначения аппарата. Выбранные аппараты проверяются на термическую и динамическую стойкость по отношению к токам короткого замыкания.

Конструктивное исполнение и род установки принимаются в зависимости от типа распределительного устройства (закрытое или открытое), а также от некоторых дополнительных требований или рекомендаций (например, применение во всех распределительных устройствах только воздушных или масляных выключателей и т. д.).

При разработке проекта должны быть выбраны следующие аппараты:

- 1) выключатели и разъединители в основных цепях схемы;
- 2) реакторы;
- 3) измерительные трансформаторы тока;
- 4) измерительные трансформаторы напряжения.

## 11.5. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТЭС

Для обеспечения собственных нужд электростанций применяются два напряжения: 6 и 0,4 кВ. От шин напряжением 6 кВ питаются мощные (более 200 кВт) двигатели собственных нужд, а от шин напряжением 0,4 кВ — двигатели малой мощности (до 200 кВт) и освещение.

Если напряжение источника, от которого осуществляется обеспечение собственных нужд (генераторы или шины), равно 6 кВ, то в цепи линий, по которым обеспечиваются собственные нужды, устанавливаются реакторы. Во всех остальных случаях обеспечение собственных нужд осуществляется от специальных трансформаторов.

На электрических станциях с поперечными связями по пару количество секций РУ собственных нужд принимается равным числу котлоагрегатов. На электрических станциях с блочными схемами и агрегатами менее 160 тыс. кВт в РУ собственных нужд предусматривается одна секция на блок, а при мощности блоков более 160 тыс. кВт — две секции на блок.

Рабочие трансформаторы (реакторы) собственных нужд на станциях со сборными шинами генераторного напряжения присоединяются к соответствующим секциям главного распределительного устройства (ГРУ). Рабочие трансформаторы собственных нужд блоков присоединяются к отпайкам от токопроводов генераторного напряжения.

Для ограничения токов короткого замыкания на шинах трансформаторы собственных нужд мощностью 25 тыс. кВт и более принимают с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

В РУ собственных нужд агрегатов мощностью не выше 200 тыс. кВт применяют КРУ с выключателями ВМП-6; при мощности агрегата 300 тыс. кВт и более — КРУ с выключателями ВЭМ-6.

Резервные трансформаторы (реакторы) собственных нужд на станциях со сборными шинами генераторного напряжения присоединяются к секциям ГРУ или выводам низшего напряжения трансформаторов связи с системой.

На станциях с поперечными связями по пару при числе рабочих трансформаторов (линий) собственных нужд 6 и менее принимается один резервный трансформатор; если их 7 и более — два резервных трансформатора.

На блочных станциях с блоками 160 300 тыс кВт число пуско-резервных трансформаторов собственных нужд принимают:

- а) при 1—2 блоках — один;
- б) при 3—6 блоках — два;
- в) при 7—8 блоках — два трансформатора, подключенных к источникам питания, и один резервный трансформатор, не подключенный, но готовый к перекачке.

Пуско-резервные трансформаторы блочных электростанций присоединяются к сборным шинам низшего из повышенных напряжений при условии, что эти шины имеют надежную связь с системой. Два пуско-резервных трансформатора должны быть связаны с различными источниками питания.

На станциях, имеющих напряжение только 500 или 750 кВ, допускается резервирование от генераторного напряжения.

РУ собственных нужд напряжением 6 кВ электростанций, как правило, выполняется по схеме с одношлюпной системой шин.

## 11.6. ВЫБОР РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) генераторного напряжения выполняются однопотажными или двухэтажными. ЗРУ генераторного напряжения допускается размещать в отдельном здании или пристраивать к стене машинного зала со стороны фасада. Во всех случаях в РУ генераторного напряжения рекомендуется применять комплектные распределительные устройства (КРУ) современных типов.

Для схем ГРУ 6—10 кВ разработаны типовые распределительные устройства. Здание сооружается без окон и железобетонных конструкций, на отходящих линиях используются ячейки КРУ.

Соединение между генератором и ЗРУ в пределах машинного зала выполняется закрытым токопроводом, а на участке между машинным залом и зданием ГРУ — подвесным токопроводом.

Распределительные устройства 35, 110 и 220 кВ могут выполняться закрытыми для защиты от загрязнения атмосферы уносамы предприятий, при стесненности площадки и суровых климатических условиях. В этом случае

в РУ должны устанавливаться малообъемные масляные или воздушные выключатели.

РУ 330, 500, 750 кВ выполняются открытыми. Компоновка открытого распределительного устройства (ОРУ) зависит от схемы соединений, перспектив развития и особенностей конструкции аппаратов.

В ОРУ со сборными шинами при схемах с одной или двумя системами шин без обходной системы выключатели устанавливаются в два ряда; при схемах с обходной системой шин выключатели устанавливаются в один ряд; при схемах с тремя выключателями на две цепи выключатели устанавливаются в три ряда; при схемах «мостик», «многоугольник» принимают такие компоновки, которые позволяют осуществлять расширение установки.

В ОРУ применяются аппараты для наружной установки. Защита изоляции элементов ОРУ от перенапряжений осуществляется разрядниками. На ОРУ предусматриваются небольшие помещения для релейной защиты и автоматики. В качестве материала для опорных конструкций ОРУ рекомендуется применять железобетон.

РУ собственных нужд 6 кВ размещается в здании станции. Как правило, оно выполняется комплексным из шкафов КРУ.

## **Глава 12. ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ**

### **12.1. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ САНИТАРИИ**

#### **1. Генеральный план**

Выбор площадки ТЭС должен быть связан с общей планировкой данного района — промышленного, жилищного и культурно-бытового строительства. При этом учитываются следующие факторы: наличие достаточной в соответствии с санитарными нормами проектирования промышленных предприятий площади, пригодной для застройки с учетом перспективного расширения электростанции; удобство водоснабжения; профиль поверхности; уровень грунтовых и паводковых вод; возможность организации очистки и удаления сбросных и ливневых вод; рациональное устройство складов топлива, золоотвала и шламоотвала; проветривание; возможность и удобство подхода ЛЭП, кабельных и трубопроводных трасс.

Планировочные отметки площадок ТЭС, размещаемых на прибрежных участках рек и водоемов, должны быть выше расчетного наивысшего горизонта вод не менее чем на 0,5 м с учетом подпора и уклона водотока, а также расчетной высоты волны и ее нагона.

Расположение ТЭС по отношению к жилому фонду и его объектам соотнобразуется с «розой ветров».

Размеры площадок для строительства промышленных предприятий и сооружений должны приниматься минимально необходимыми при соблюдении норм плотности застройки. Без согласования с органами Государственного горного надзора не допускается размещение предприятий, зданий, сооружений на площадях залегания полезных ископаемых; не разрешается размещение их в опасных зонах отвалов породы угольных и сланцевых шахт или обогатительных фабрик, в зонах активного карста, оползней, селевых потоков и снежных лавин, в отдельных зонах курортов и т. д. Особые меры предусматриваются при проектировании ТЭС в сейсмически опасных районах.

Размещение зданий и сооружений промышленных предприятий, выбор расстояний между ними, определение необходимой степени огнестойкости производится главным образом на основании характеристики производств, которые подразделяются на категории по взрывной и взрывопожарной опасности (см. табл. 12.1, 12.2).

При проектировании необходимо определять огнестойкость зданий и сооружений объекта. По огнестойкости они подразделяются на пять степеней, которые характеризуются группой возгораемости и пределом огнестойкости основных строительных конструкций.

При хранении торфа и угля на одном резервном складе для каждого вида топлива предусматриваются отдельные участки с расстояниями между ними для складов угля I и II групп 75 м, III и IV групп — 150 м. Группы угля устанавливаются технологическими нормами. Уклоны поверхности площадки складов топлива должны быть не менее 3%, а отметка планировки выше грунтовых вод не менее чем на 0,5 м.

**Табл. 12.1.** Наименьшие расстояния между зданиями или сооружениями и границами участков открытых наземных расхождений складов (СНиП II-М. 1—71)

| Склады<br>каменного угля<br>емкостью, т | Расстояние от границ складов до зданий<br>и сооружений (м) со степенью<br>огнестойкости |     |      |
|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----|------|
|                                         | I—II                                                                                    | III | IV—V |
| 5000 — 100 000                          | Не нормируется                                                                          | 9   | 15   |
| До 5000                                 |                                                                                         | 6   | 12   |

**Табл. 12.2.** Наименьшие расстояния между зданиями и сооружениями в зависимости от степени их огнестойкости (СНиП II-М. 1—71)

| Степень<br>огнестойкости<br>зданий<br>и сооружений | Расстояние между зданиями и сооруже-<br>ниями, м |    |    |
|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------|----|----|
| I—II                                               | Не нормируется                                   | 9  | 12 |
| III                                                | 9                                                | 12 | 15 |
| IV—V                                               | 12                                               | 15 | 18 |

Склады угля должны иметь площадки для освещения и охлаждения самонагревающегося угля размером 5% общей площади штабелей.

Вокруг главного корпуса предусматривается автодорога на две полосы. Все здания, сооружения и другие объекты электростанции должны быть соединены автодорогами шириной не менее 3,5 м, а проезды для пожарных автомобилей вокруг складов угля, сланцев, торфа и открытого распределительного устройства, вдоль открытого сбросного канала, золошлакопроводов и других линейных сооружений — шириной не менее 6 м.

Расстояние от края проезжей части автомобильной дороги до стен зданий не должно превышать, как правило, 25 м. Вдоль стен главного корпуса это расстояние может увеличиться до 60 м при устройстве тупиковых дорог с площадками для разворота пожарных машин на 5—15 м от стены главного корпуса и установке на площадках пожарных гидрантов. Расстояния между такими тупиковыми дорогами не должны превышать 100 м.

Ограждение площадки ТЭС, а также ОРУ вне ее территории делается стальным сетчатым или железобетонным высотой 2 м, с внутренней стороны ограды должна быть свободная от застройки зона шириной 5 м для осуществления автоматической охранной сигнализации.

## **2. Требования охраны труда и пожарной безопасности к зданиям, сооружениям и оборудованию ТЭС**

При проектировании ТЭС помещения химводоочистки, центральных ремонтных мастерских, склада химреагентов, материального склада, компрессорной, электролизерной, как правило, следует объединять в одном здании — корпусе подсобных производств. При этом производства более опасные по взрыву или пожару следует размещать в одноэтажных зданиях — у наружных стен, а в многоэтажных зданиях — на верхних этажах.

Фундаменты под турбоагрегаты и турбогенераторы мощностью 100 тыс. кВт следует проектировать с учетом требований СТП 34-03-73.

При нормальном режиме эксплуатации турбоагрегата максимальное расчетное значение амплитуд вынужденных колебаний верхних блоков фундаментов в зонах опирания подшипников не должно быть более 15 мк. При



проектировании фундаментов под турбоагрегаты, питательные насосы, дымососы, дробилки следует предусматривать деформационные швы между фундаментами под оборудование и конструкциями зданий и сооружений.

На междуэтажных перекрытиях установка тяжелого технологического оборудования с динамическими нагрузками (мельниц, дробилок, питательных насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов) не допускается. Междуэтажные перекрытия, полы должны быть огнестойкими, водонепроницаемыми, ровными, нескользкими и легко очищаться от загрязнений.

Все проходы и проезды, входы и выходы должны быть хорошо освещены, свободны и безопасны для движения пешеходов и транспорта; в местах выхода из ворот и дверей зданий в зону движения железнодорожного и автомобильного транспорта следует устанавливать предупредительные плакаты или светящиеся табло.

Количество эвакуационных выходов из зданий или помещений нужно проектировать, как правило, не менее двух, при этом ворота для железнодорожного подвижного состава как эвакуационный выход не учитываются.

Лестницы для эвакуации в главном корпусе предусматриваются наружными, открытыми у временной торцевой стены бункерно-деаэрационного отделения.

При проектировании следует стремиться создать условия комфорта для максимального числа рабочих мест.

Повышенные требования предъявляются к обеспечению безопасных условий труда в помещениях, где производятся работы со ртутью и другими токсичными материалами, а также используются или хранятся радиоактивные вещества.

В зонах высоких температур воздуха (свыше  $30^{\circ}\text{C}$ ) следует использовать душирующие агрегаты. В районах со средней максимальной температурой наружного воздуха  $30^{\circ}\text{C}$  и выше предусматривается охлаждение его при подаче в котельное и машинное отделения.

При запыленности атмосферного воздуха выше 30% предельно допустимой концентрации для рабочей зоны следует производить очистку его от пыли.

Температура нагретых поверхностей оборудования и ограждений на рабочих местах не должна превышать  $45^{\circ}\text{C}$  при температуре окружающего воздуха  $25^{\circ}\text{C}$ , температура на поверхности тепловой изоляции не должна

превышать  $45^{\circ}\text{C}$  при теплоносителе температурой не выше  $500^{\circ}\text{C}$  и  $48^{\circ}\text{C}$  при теплоносителе температурой от 501 до  $650^{\circ}\text{C}$ . Температура на поверхности обмуровки не должна превышать  $55^{\circ}\text{C}$ . «Холодные» наружные поверхности оборудования и трубопроводы, на которых может происходить конденсация водяных паров воздуха, следует изолировать.

Параметры вибрации на рабочих местах в производственных помещениях должны отвечать требованиям СН 245—71, а вибрация турбоагрегатов, турбогенераторов, возбудителей, электродвигателей должна быть минимальной и не превышать допустимых Правилами технической эксплуатации значений.

В проекте следует предусмотреть необходимые меры по снижению шума, воздействующего на работников ТЭС, до значений, допустимых ГОСТ 12.1. 003—76. Сюда относятся: применение оборудования, генерирующего наименьший шум; строительно-акустические мероприятия; применение дистанционного управления шумным оборудованием со щитов управления, выполненных с учетом требований звукоизоляции и шумопоглощения; применение средств индивидуальной защиты (по ГОСТ 15762—70); организационные мероприятия.

Освещение помещений, в которых постоянно пребывает персонал, как правило, предусматривается с применением газоразрядных ламп, наружное освещение главных дорог территории ТЭС — с применением ксеноновых ламп. В кабельных и теплофикационных туннелях при установке светильников на высоте менее 2,5 м применяется освещение напряжением не выше  $42\text{ В}$ . Напряжение переносных ручных ламп не должно быть более  $12\text{ В}$ , для чего в главном корпусе предусматривается стационарная сеть штепсельных розеток на напряжение  $12\text{ В}$ . Местное освещение станков и верстаков должно иметь напряжение не выше  $4\text{ В}$ .

Напряжение аварийного освещения допускается  $220\text{ В}$  с автоматическим резервированием питания от аккумуляторных батарей; оно должно обеспечить безопасные действия персонала по ликвидации аварий и его эвакуацию при возникновении прямой угрозы. Кроме комбинированного и аварийного, предусматривается освещение дежурное, охранное, сигнальное и специальное. Во взрывоопасных местах — освещение во взрывозащищенном исполнении.

ини, в качестве ручных светильников там используют шахтерские аккумуляторные фонари.

Трубопроводы пара и горячей воды должны окрашиваться по всей длине и иметь цветные кольца (см. табл. 12.3).

Табл. 12.3. Условные обозначения трубопроводов и цвета их окраски

| Теплоноситель                  | Условное обозначение | Цвет окраски              |            |
|--------------------------------|----------------------|---------------------------|------------|
|                                |                      | основной                  | кольца     |
| Перегретый пар, МПа: выше 13,7 | П. П. с в. д.        | Обшивка листовым металлом | Красный    |
| от 3,8 до 13,7                 | П. П. в. д.          | Красный                   | Черный     |
| до 3,8                         | П. П. с. д.          | Красный                   | Без колец  |
| Пар промежуточного перегрева   | П. Пр.               | Красный                   | Голубой    |
| Насыщенный пар                 | П. Н.                | Красный                   | Желтый     |
| Отборный пар и противодавление | П. О.                | Красный                   | Зеленый    |
| И Конденсат                    | В. К.                | Зеленый                   | Синий      |
| Питательная вода               | П. В.                | Зеленый                   | Без колец  |
| Г Химически очищенная вода     | В. Х.                | Зеленый                   | Белый      |
| Дренаж и продувка              | В. Д.                | Зеленый                   | Красный    |
| Техническая вода               | В. Т.                | Черный                    | Без колец  |
| Пожарный водопровод            | В. Пож               | Оранжевый                 | Без колец  |
| Теплофикационная сетевая вода: |                      |                           |            |
| прямая                         | П. С.                | Зеленый                   | Желтый     |
| обратная                       | О. С.                | Зеленый                   | Коричневый |

### 3. Вопросы взрывобезопасности

При проектировании, сооружении, эксплуатации и ремонтах топливоподачи тепловых электрических станций, систем пылеприготовления, котельных установок для сжигания топлива в пылевидном состоянии, работающих на мазуте или природном газе, необходимо выполнять правила взрывопожаробезопасности топливоподачи электростанций, правила взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии и технические требования по взрывобезопасности ко-

тельных установок, работающих на мазуте или природном газе.

Взвешенная в воздухе топливная пыль (размер частиц менее 0,2 мм) углей, сланцев, торфа, полукокса и лигнитов, за исключением антрацита и полуантрацита, образует взрывоопасную смесь, которая при наличии источника воспламенения может вызвать взрыв. Взрывоопасной является пыль всех видов топлива с выходом летучих веществ на горючую массу 20% и выше; при уменьшении влажности пыли увеличивается взрывоопасность пылевоздушной смеси.

Отопительные приборы должны иметь гладкую поверхность и быть легкодоступными для очистки. Их предельная температура для угля 130 °С, для торфа и сланца 110 °С. В помещениях топливоподачи и пылеприготовления взрывоопасных топлив запрещается использование электрообогревателей для отопления, прокладка транзитных трубопроводов отопления и технологического пара, газопроводов для кислорода, ацетиленов и других горючих газов, транзитных электрокабелей.

В помещениях пылеприготовления и котельной должно быть остеклено не менее 30% площади одной из наибольших наружных стен.

Не допускается, чтобы к помещениям топливоподачи, пылеприготовления и котельной примыкали склады взрывоопасных и огнеопасных материалов, помещения, в которых хранятся ацетиленовые и другие горючие газы.

Распределительные устройства и нульги управления топливоподачи следует размещать в изолированных помещениях с отдельным входом или они должны иметь сообщение с производственными помещениями через тамбур. Все производственные помещения должны иметь первичные средства пожаротушения.

Электрооборудование топливоподачи (за исключением электродвигателей) делается в пыленепроницаемом исполнении, а электродвигатели — в закрытом обдуваемом исполнении или продуваемые с подводом воздуха снаружи и отводом его из помещения в соответствии с требованиями к помещениям класса II — III.

Бункера топлива оборудуются устройствами, предотвращающими застревание, зависание и сводообразование топлива, действующими автоматически или управляемыми дистанционно, а в схемах с прямым вдуванием они

должны также иметь сигнализаторы предельного нижнего уровня топлива (на 1/3 по высоте) и обрыва его подачи в питатель сырого угля. Бункера периодически опорожняются. Контроль запыленности помещений проводится не реже 1 раза в месяц, а на ТЭС, сжигающих торф, сланец, бурые угли, — 2 раза в месяц; концентрация топливной пыли в воздухе не должна превышать предельных по санитарным нормам величин.

Температура сушильного агрегата не должна превышать следующих значений: в установках с прямым вдуванием за сепаратором при сушке воздухом и размоле тощего и экибастузского углей — 150, других каменных углей — 130, бурых углей и сланцев — 100, фрезерного торфа — 80 °С; при сушке смесью дымовых газов с воздухом каменных, бурых углей и сланцев — 180, фрезерного торфа — 150 °С; в установках с пылевым бункером при сушке воздухом тощего и экибастузского углей температура за мельницей не должна превышать 130, при сушке каменных и бурых углей — 70 °С; при сушке смесью дымовых газов с воздухом температура смеси за циклоном не должна превышать 90, при содержании кислорода менее 16% — 120 °С, для экибастузского угля допускается температура 150 °С. Для антрацитов и полуантрацитов температура не ограничивается. Температура сушильного агента на выходе из паровых и газовых барабанных сушилок, за исключением предвключенных к мельницам труб-сушилок, не должна превышать 110 °С (для всех видов топлива, кроме антрацита и полуантрацита), у каменных углей с  $V_r \geq 15\%$  температура пылевоздушной смеси у входных патрубков горелок не должна превышать 160, а для бурых углей — 100 °С.

Для всех видов топлива, кроме антрацита и полуантрацита, подводится пар во входные патрубки мельниц (кроме мельниц-вентиляторов) и в разгрузочные камеры паровых и газовых барабанных сушилок при давлении не выше 1,5 МПа. В установках с молотковыми мельницами и мельницами-вентиляторами в места входа сушильного агента подводится вода. При размоле в этих установках топлив с выходом летучих  $V_r \geq 20\%$  (кроме экибастузского угля) вода подводится также в сепараторы. В помещениях пылеприготовления предусматриваются специальные места для курения.

Газовое хозяйство попутного газа должно иметь

устройства для контроля наличия и улавливания жидкого горючего конденсата. Не разрешается прокладка напорных мазутопроводов и газопроводов ниже нулевой отметки котельной.

Газопроводы котельной выполняются на давление 0,3 МПа, а для их продувки в течение не более 20 мин пятикратного обмена монтируются продувочные свечи диаметром не менее 19 мм. Свечи должны иметь минимальное количество поворотов и выводиться из здания не менее чем на 1 м выше карниза крыши с обеспечением безопасного рассеивания газа и предотвращения попадания в свечи атмосферных осадков.

Перед заполнением газом газопроводы продуваются до содержания кислорода в газе не более 1%, сгорание газа должно происходить спокойно, без хлопков.

Закрытие быстрозапорных газовых и мазутных клапанов должно производиться постоянным током от аккумуляторной батареи или от автоматического механического привода.

#### 4. Электробезопасность и молниезащита

Для снижения напряжения прикосновения при различных замыканиях применяют защитное заземление.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с токами однофазного замыкания на землю более 500 А, к которым относятся электрические станции, сопротивление контура заземления не должно превышать 0,5 Ом.

Сопротивление заземляющего устройства при  $I_z < 500$  А определяют по условию нормирования напряжения на заземлителе:

$$R_{\text{доп}} \leq \frac{125}{I_z}, \text{ но не более } 4 \text{ Ом — при подключении в}$$

контур одновременно заземлений установок до 1000 В и выше;

$$R_{\text{доп}} \leq \frac{250}{I_z}, \text{ но не более } 4 \text{ Ом — при использовании}$$

заземляющего устройства только для электроустановок напряжением выше 1000 В.

При напряжении до 1000 В и суммарной мощности электроустановок более 100 кВт·А сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом, при мощности 100 кВт·А и менее — не более 10 Ом.

В контур защитного заземления ТЭС без проверки расчетом можно подключать заземляющие провода молниезащиты и нулевые точки технологического электрооборудования, трансформаторов и пр.

В трехфазных четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В для быстрого отключения электроустановок и снижения напряжения прикосновения применяется зануление.

В проекте ТЭС следует предусматривать защиту объектов от грозовых разрядов в виде прямых ударов и заноса зарядов в соответствии с СН 305—69. Подлежат защите высотные сооружения, главный корпус, ЛЭП, ОРУ, ЗРУ, эстакады слива, емкости жидких топлив, мазутные и масляные хозяйства, газгольдеры, газораспределительные пункты, пылезаводы, топливоподача и пр. Как правило, для этого применяются стержневые молниеприемники (кроме ЛЭП) с учетом использования зоны высотных объектов, металлических конструкций и сооружений.

## 12.2. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Для тушения пожаров на тепловых конденсационных электростанциях мощностью 1 млн. кВт и выше и ТЭЦ мощностью 0,5 млн. кВт и выше в машинных отделениях и газомазутных котельных отделениях должны предусматриваться локальные системы пожаротушения высокократной воздушно-механической пеной из расчета обеспечения тушения пожара в районе одного турбогенератора или котлоагрегата.

Стационарные пеногенераторы в этих системах устанавливаются в местах расположения емкостей с горючими жидкостями и масляных насосов, а также в местах установки арматуры на мазутопроводах. В остальных местах на отметках обслуживания должны устанавливаться переносные пеногенераторы. Свободный напор у пеногенераторов должен быть не менее 0,4 и не более 0,6 МПа.

Управление стационарными системами пожаротушения должно быть дистанционным из помещений главного щита управления (ГЩУ) и от мест расположения переносных пеногенераторов, установленных у входа в здание. В котельной в местах расположения на мазутопроводах

здвижек к горелкам должны устанавливаться автоматические тепловые датчики пожарной сигнализации с приемом сигналов на ГЩУ.

Для тушения турбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным ограждением предусматриваются стационарные углекислотные или азотные установки с дистанционным и дублирующим ручным управлением и передвижные углекислотные установки с ручным пуском.

При воздушном охлаждении турбогенераторов и синхронных компрессоров подводится вода во встроенные внутрь машины устройства для тушения пожара.

В целях повышения пожарной безопасности на тепловых электростанциях запрещено применение кабелей с полиэтиленовой изоляцией и оболочкой; необходимо применять кабели только с негорючими покрытиями. Трассы кабелей должны проходить на безопасных расстояниях от нагретых поверхностей, следует предусмотреть их защиту от внешних воздействий и перегрева.

Кабельные туннели должны иметь противопожарные перегородки с огнестойкостью 0,75 ч, длина отсеков не должна превышать 150 м при обычных силовых и контрольных кабелях и 100 м при прокладке маслонаполненных кабелей.

Не реже чем через 50 м устанавливаются аварийные выходы (люки). В кабельных туннелях предусматривается автоматическое пожаротушение с использованием высокократной воздушно-механической пены или воды в распыленном виде. Кабельные каналы малого объема допускаются при пожарах заполнять водой.

Для тушения очагов загорания в сливных мазутных лотках, туннелях мазутопроводах, в мазутонасосных и аппаратных объемом не более 500 м<sup>3</sup> предусматривается подача пара с ручным управлением запорной задвижкой, расположенной в безопасном месте с наружной стороны здания. Запорная арматура (аварийная) устанавливается также на мазутопроводах вне мазутонасосных не ближе 10 м от них.

Для тушения пожаров в наземных резервуарах емкостью 5000 м<sup>3</sup> и более применяют стационарные системы пожаротушения высокократной воздушно-механической пеной, а при меньшей емкости или подземном расположении любых емкостей — передвижные системы.

Стационарными автоматическими установками пожа-



ротушения оборудуются трансформаторы любой мощности напряжением 500 кВ и более, а также трансформаторы напряжением 220 - 330 кВ мощностью 200 тыс. кВт·А и более. Пожаротушение может производиться высокочрезвычайной воздушной-механической пеной или водой в распыленном виде.

В проекте ТЭС предусматривают производственно-пожарный водопровод с давлением в наружной сети не более 1 МПа из расчета пожаротушения одного объекта с наибольшим расходом воды, если площадь территории электростанции меньше 150 га, и двух объектов, если территория больше 150 га. При недостаточном напоре в наружной сети для внутреннего пожаротушения главного корпуса в целях повышения давления следует устанавливать стационарные насосы.

На площадках угольных складов для охлаждения горящего угля устанавливаются гидранты с подачей воды 10 л/с.

Сети для наружного пожаротушения главного корпуса, пылезавода, корпуса вспомогательных производств, маслохозяйства, складов торфа следует проектировать кольцевыми с установкой гидрантов не далее чем через 150 м, не ближе 5 м от зданий и не далее 2,5 м от бровки дорог. Внутренний пожарный водопровод предусматривается в главном корпусе, пылезаводе, сушильном заводе, корпусе дробления топлива, разгрузочном устройстве, узлах перекачки - любая точка орошается двумя струями каждая с расходом воды 2,5 л/с. Наружные и внутренние пожарные сети секционируются. Количество пожарных насосов на электростанциях с турбогенераторами мощностью 60 тыс. кВт и более должно быть не менее двух, производительность каждого обеспечивает полный расход и напор воды на пожаротушение. Один из насосов должен быть с приводом от двигателя внутреннего сгорания.

## Глава 13. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТНО-КОМПОНОВочНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ТЭС

### 13.1. СЕРИЙНЫЕ ГРЭС

#### 1. Газомазутные ГРЭС

Для газомазутных ГРЭС институтом «Теплоэлектропроект» разработана компоновка главного корпуса с блоками по 800 тыс. кВт для сооружения серийных ТЭС мощностью 2,4—4,8 млн. кВт. Расположение турбин принято продольное (рис. 13.1).

Одновальная пятицилиндровая турбина К-800-240-3 ЛМЗ имеет 8 нерегулируемых отборов пара для регенеративного подогрева питательной воды, теплофикации и собственных нужд блока. Расход свежего пара на турбину 2500 т/ч.

Конденсационное устройство включает два конденсатора типа 800 КЦС-3, включенных последовательно по воде и объединенных по паровому пространству.

Питательная установка состоит из одного деаэратора производительностью 2700 т/ч и двух питательных турбонасосов типа ПН-1500-300 с бустерными насосами на одном валу. Система ПНД однокотловая, ПВД двухкотловая. Паропроводы острого пара и промперегрева выполнены двухкотловыми с увеличенными диаметрами (465×75, 820×22, 930×32 мм).

В блоке с турбиной устанавливается газомазутный котлоагрегат типа ТГМП-204 паропроизводительностью 2650 т/ч. Котел однокорпусный, П-образной компоновки, подвесной (подвешивается к конструкциям каркаса здания котельной), работает под наддувом. Параметры острого пара — 25,5 МПа, 545 °С; после промежуточного перегрева — 3,65 МПа, 545 °С; к.п.д. котлоагрегата порядка 94,5%.

Давление в топке котла 5 кПа создается двумя воздушовками с турбоприводами. Производительность воздушовки  $1,5 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/ч, напор 13,8 кПа. Приводная конденсационная турбина имеет мощность 7000 кВт и параметры 1 МПа, 380 °С. На котел устанавливаются два регенеративных воздухоподогревателя диаметром 14 м. Для подогрева холодного воздуха на входе в РВП использу-

ются энергетические калориферы. Тепловая схема выполнена по чисто блочному принципу без поперечных связей по основным потокам пара и воды.

Ведутся разработки новых, более совершенных компоновочных решений по газомазутным блокам 800 тыс. кВт, в частности на базе малогабаритного котла и поперечного расположения турбоагрегатов.

Для газомазутного блока мощностью 1200 тыс. кВт институт «Теплоэлектропроект» разработал вариант поперечного расположения турбоагрегата, при котором главный корпус выполняется пятипролетным.

Поперечное расположение турбоагрегатов позволяет выполнить симметричную разводку трубопроводов свежего пара и пара промежуточного перегрева (одновременно уменьшается длина трубопроводов), сократить объемы работ по стеновому ограждению, газоходам, гидротехнической части, сократить сроки строительства.

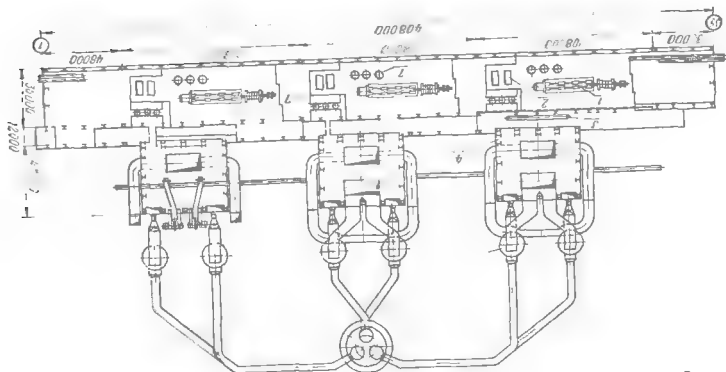
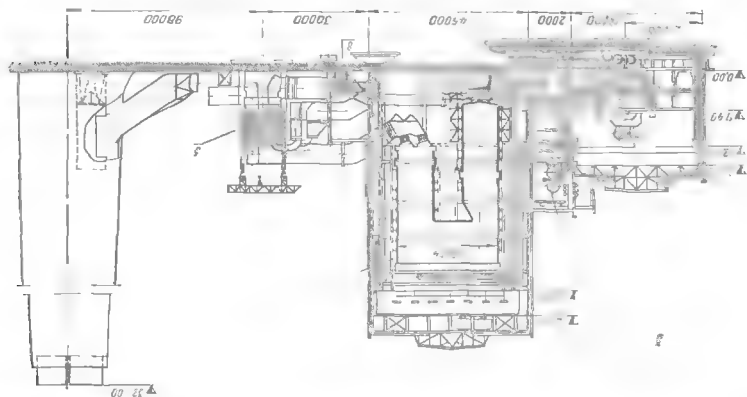
На блок устанавливаются однокорпусный газомазутный котел ТГМП-1204 подвесного типа под наддувом и турбоагрегат К-1200-240-3 с генератором ТВВ-1200, два питательных турбонасоса мощностью 25 тыс. кВт каждый. Трубопроводы острого пара и пара промежуточного перегрева выполнены двухниточными: острого пара  $530 \times 85$  мм; горячего промежуточного перегрева  $920 \times 32$  мм; холодного промежуточного перегрева  $1120 \times 32$  мм.

Для обеспечения работы котла под наддувом предусматривается установка трех турбовоздухоуловков производительностью по  $1,5 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/ч, напором 13,8 кПа с приводом от конденсационных турбин мощностью 7000 кВт каждая. Устанавливаются три регенеративных воздухоподогревателя диаметром 14 м или два диаметром 17,5 м.

В регенеративной системе турбины применена однониточная схема включения ПНД и двухниточная для ПВД. Конденсаторы располагаются вдоль оси турбогенератора под цилиндрами низкого давления, что позволяет компактно разместить оборудование, сократить размеры машинного зала, уменьшить длину стационарных трубопроводов и снизить стоимость строительства.

Машинное отделение выполняется двухпролетным с пролетами 30 и 54 м и высотой до низа ферм покрытия 35,1 м. На оперативной отметке 15,6 м перекрытие из плоских железобетонных плит.

Рис. 13.1. Главный корпус ТРЭС с потоками 800 тыс. кВт на газомазутном топливе:



Деаэраторное отделение представляет многоэтажную эгасжерку с пролетом 15 м.

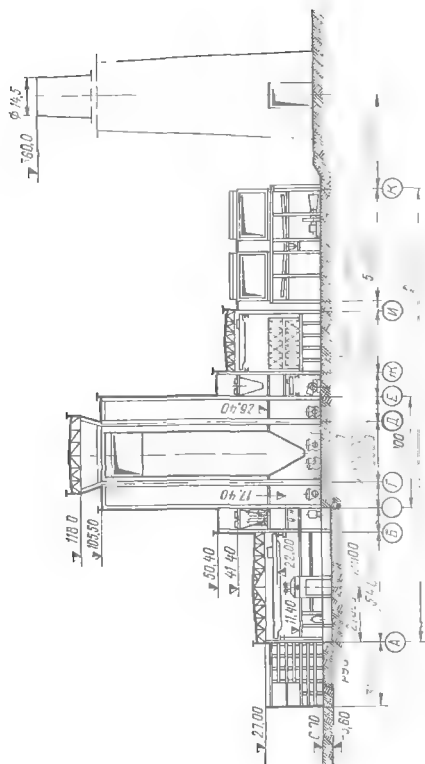
В котельном отделении при пролете 44 м принята длина ячейки каждого котлоагрегата 72 м. Высота здания до низа ферм составляет 79 м. Фермы кровли металлические. Конструкции главного корпуса, рассчитанные на подвеску оборудования, выполняются из стали повышенной и высокой прочности. Высота хребтовых балок, к которым подвешивается котлоагрегат массой более 20 тыс. т, составляет 7,5 м.

Система управления блоком 1200 тыс. кВт построена с использованием управления функциональными группами. Все оборудование блока разбивается примерно на 30 автономных технологических групп, работающих по определенной программе. Для управления блоком 1200 тыс. кВт применена информационно-вычислительная система «Комплекс АСВТ».

## 2. Пылеугольные ГРЭС

Институт «Теплоэлектропроект» разрабатывает серию проектов электростанций с пылеугольными блоками мощностью 500 и 800 тыс. кВт, которые в перспективе будут играть решающую роль в обеспечении ввода энергетических мощностей и экономии жидкого и газообразного топлива. В результате технико-экономического анализа установлено, что оптимальная мощность пылеугольных ГРЭС с блоками 500 составляет 4,0 млн кВт, с блоками 800 — 6,4 млн кВт.

Главная электростанция с блоками 800 тыс. кВт из бурых углей Канско-Ачинского бассейна — Березовская ГРЭС-1. На ней будет установлено 8 блоков К-800-240-3. В состав каждого энергоблока входит однокорпусный котельный агрегат Т-образной компоновки паропроизводительностью 2650 т/ч. Котел принят в газоплотном исполнении, работает под разрежением. Параметры пара после первичного перегрева: давление 25,5 МПа, температура 545 °С; после вторичного перегрева: давление 3,65 МПа, температура 545 °С; к.п.д. котлоагрегата 92,5% (брутто). Шлакоудаление твердое, система пылеприготовления с прямым вдуванием в топку. В качестве размольных устройств использованы мелющие вепиллягоры нового типа производительностью 70 т/ч.



*Рис.13.2* Главный корпус ГЭС с блоками 800 тыс. кВт на пылеугольном топливе.

Принятый вариант компоновки предусматривает размещение оборудования энергоблока в ячейке длиной 72 м, создание двух продольных галерей топливоподачи, выполнение совмещенной бункерно-деаэрационной этажерки пролетом 12 м (рис. 13.2). Пролет машинного зала, как и котельного отделения, 54 м, шаг колонн каркаса котельного отделения 24 м.

Для обеспечения оптимальных термических перемещений конструкций котел подвешивается к специальным хребтовым балкам пролетом 30 м, которые опираются на продольные подхребтовые балки. При этом в целях экономии строительных материалов принято соответствующее совмещение конструкций котлоагрегата и здания котельной. К котельной примыкают бункерное отделение пролетом 12 м и помещение воздухоподогревателей пролетом 30 м.

Для обеспечения надежного топливоснабжения такой крупной ГРЭС разработана более совершенная схема топливоподачи с применением высокопроизводительного оборудования. Уголь на ГРЭС должен доставляться в большегрузных полувагонах замкнутыми поездами-вертушками массой 4500 т (нетто).

Разгружать уголь предполагается в вагоноопрокидывателях, оборудованных специальными вибраторами, позволяющими полностью механизировать чистку полувагонов после их разгрузки. Железнодорожные составы подаются на вагоноопрокидыватель без разбивки, что упрощает схему железнодорожных путей и позволяет уменьшить количество вагоноопрокидывателей.

Под вагоноопрокидывателями вместо дискозубчатых дробилок устанавливают дробильно-фрезерные машины, что дает возможность полностью отказаться от применения ручного труда для дробления крупных кусков топлива.

Для механизации работ на угольных складах предусмотрены высокопроизводительные машины непрерывного действия (радиальный штабелеукладчик и роторная погрузочная машина).

На Березовской ГРЭС-1 устанавливаются молотковые дробилки, каждая производительностью 1200 т/ч. Ленточные конвейеры шириной 2000 мм обеспечивают подачу в котельную из погрузочных устройств и со складов до 4400 т угля в час.

В основу компоновки вспомогательных зданий и сооружений положен принцип блокировки их с целью сокращения площади генерального плана и протяженности коммуникаций, улучшения условий эксплуатации, уменьшения числа обслуживающего персонала. Наиболее крупные вспомогательные сооружения скомпонованы в следующие блоки: объединенный производственный блок, включающий общестанционную компрессорную, электролизную установку, склад реагентов и ряд других объектов; блок сооружений маслوماзута хозяйства, состоящий из склада мазута, приемно-сливного устройства, маслوماзутонасосной, склада масла, установка для регенерации масел, установки для очистки замазученных и замасленных вод; пускоотопительная котельная, сблокпированная с ХВО подпитки теплосилового цикла и теплосети, а также с реагентным хозяйством; склад ресиверов, совмещенный со складом пропан-бутана; азотная станция, совмещенная с кислородно-газификационной установкой и реципиентной станцией; блок складских помещений и цеховых ремонтных мастерских, расположенных под электрофильтрами в непосредственной близости к главному корпусу.

Унифицированы компоновочные решения по генеральным планам ГРЭС. Для всех электростанций принята одинаковая правая компоновка главных корпусов. Генплан сформирован по условным ярусам в следующей последовательности (со стороны котельной): главный корпус — электрофильтры — дымососное отделение — дымовая труба — дробильный корпус — вспомогательные здания — разгрузочное устройство — железнодорожная станция — склад топлива. Принятая схема компоновки обеспечивает оптимальную протяженность галерей и эстакад топливоподачи основного тракта и высокую степень использования территории.

Контроль и управление работой блоков осуществляется при помощи автоматизированной системы, основные элементы которой — информационно-вычислительная система на базе машин «Комплекс АСВТ» с процессорами М-6000 и устройства логического управления, размещаемые в специальных зданиях БЦУ у ряда А машинного зала, что значительно улучшает условия труда эксплуатационного персонала. С каждого блочного щита управляют двумя блоками



Управление вспомогательными технологическими процессами осуществляется с местных щитов.

Вследствие особого значения для народного хозяйства страны экибастузского топливно-энергетического комплекса ведется работа по дальнейшему совершенствованию компоновочных решений серийных ГРЭС мощностью 4 млн. кВт с блоками 500 тыс. кВт, проектируемых для работы на экибастузском угле.

Основным оборудованием блоков мощностью 500 тыс. кВт являются котлоагрегат однокорпусный Т-образного типа, газоплотный, подвесной конструкции с уравновешенной тягой, производительностью 1650 т/ч, на параметры пара 25,5 МПа, 545/545 °С; система пылеприготовления индивидуальная с молотковыми мельницами. Наиболее целесообразным вариантом котла, позволяющим значительно улучшить технико-экономические показатели ГРЭС за счет более оптимальных компоновочных решений, является агрегат Г-образного типа. Турбоагрегат — модернизированная турбина типа К-500-240 на параметры пара 24 МПа, 540/540 °С.

Разработаны более совершенное и мощное оборудование для механизации топливных складов, конвейерные ленты шириной 1600 и 2000 мм, дробильные устройства производительностью 1000—1200 т/ч, высокопроизводительные багерные насосы. Это позволит увеличить мощность ГРЭС с 4 до 6 млн. кВт.

### 13.2. СЕРИЙНЫЕ ТЭЦ

#### 1. Газомазутные ТЭЦ

С целью ускорения ввода энергетических мощностей и снижения стоимости строительства ТЭЦ институт ВНИПИэнергопром разработал проекты тепловых электростанций повышенной заводской готовности. Наиболее совершенным является проект газомазутной ТЭЦ (ТЭЦ-ЗИГМ), состав котельного и турбинного оборудования которой приведен в табл. 13.1.

Разработанный комплексный типовый проект главного корпуса ТЭЦ-ЗИГМ в посекционном исполнении позволяет набирать из взаимозаменяемых стандартных секций любой удовлетворяющий заданным условиям главный корпус ТЭЦ, который имеет следующие секции:

Табл. 13.1. Мощность и состав основного оборудования ТЭЦ-ЗИГМ

| Электрическая<br>мощность ТЭЦ,<br>тыс. кВт | Состав турбинного оборудования | Количество котлов<br>паропроизво-<br>дительностью<br>420 т/ч |
|--------------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| 185                                        | ПТ-135+P-50                    | 3 (4)                                                        |
| 180                                        | 3×ПТ-50                        | 3                                                            |
| 245                                        | ПТ-135+T-110                   | 3                                                            |
| 235                                        | ПТ-135+P-100                   | 4 (5)                                                        |
| 280                                        | ПТ-60+2×T-110                  | 3                                                            |
| 270                                        | 2×ПТ-135                       | 4                                                            |
| 295                                        | ПТ-135+T-110+P-50              | 5                                                            |
| 355                                        | ПТ-135+2×T-110                 | 4                                                            |
| 345                                        | ПТ-135+T-110+P-100             | 6                                                            |
| 390                                        | ПТ-60+3×T-110                  | 4                                                            |
| 370                                        | 2×ПТ-135+P-100                 | 7                                                            |
| 405                                        | ПТ-135+2×T-110+P-50            | 5                                                            |
| 430                                        | 2×ПТ-135+T-110+P-50            | 6                                                            |
| 465                                        | ПТ-135+3×T-110                 | 5                                                            |
| 500                                        | ПТ-60+4×T-110                  | 5                                                            |
| 490                                        | 2×ПТ-135+2×T-110               | 6                                                            |
| 480                                        | 2×ПТ-135+T-110+P-100           | 7                                                            |
| 540                                        | 2×ПТ-135+2×T-110+P-50          | 7                                                            |
| 575                                        | ПТ-135+4×T-110                 | 6                                                            |
| 600                                        | 2×ПТ-135+3×T-110               | 7                                                            |
| 590                                        | 2×ПТ-135+2×T-110+P-100         | 8                                                            |
| 625                                        | ПТ-135+4×T-110+P-50            | 7                                                            |
| 530                                        | 2×ПТ-135+T-110+P-100+P-50      | 8                                                            |
| 640                                        | 2×ПТ-135+2×T-110+P-100+P-50    | 9                                                            |
| 650                                        | 2×ПТ-135+3×T-110+P-50          | 8                                                            |
| 700                                        | 2×ПТ-135+3×T-110+P-100         | 9                                                            |

первая П — постоянный торец;

вторая Т1 — технологическая в составе турбины ПТ-60 и одного котла 420 т/ч;

третья Т2 — технологическая в составе турбины Т-110 и одного котла 420 т/ч;

четвертая Т3 — технологическая в составе турбины Р-50 и одного котла 420 т/ч;

пятая Т4 — технологическая в составе турбины ПТ-135 и двух котлов 420 т/ч;

шестая Т5 — технологическая в составе турбины Р-100 и двух котлов 420 т/ч;

седьмая Д — дроборочная, не имеющая в своем составе основного оборудования.

Первая секция П имеет неизменный состав, не зависящий от типа и мощности проектируемой ТЭЦ, устанавливаемого в ней общестанционного технологического обо-

рудования (ремонтные мастерские, насосы кислотной промывки котлов, шламовых вод регенеративных вращающихся воздухоподогревателей, резервный питательный насос, растопочное РОУ и др.), и переменный состав общестанционного оборудования, зависящий от местных условий проектируемой ТЭЦ.

Технологическая секция главного корпуса состоит из турбины с соответствующим ее номинальному расходу пара количеством котлов производительностью 420—480 т/ч и вспомогательного технологического оборудования (циркуляционной и сетевой насосной и др.).

Строительная часть главного корпуса двухпролетная со встроенной в котельное отделение деаэрационной этажеркой. Машинное отделение без подвала. Трубопроводные и кабельные коммуникации размещают в специальном полуэтаже высотой 3,5 м.

Доборочию секцию Д предусматривают в том случае, когда появляется необходимость в дополнительной площадке для ремонта оборудования (например, при установке 6 агрегатов — после третьего и при установке 7—8 агрегатов — после четвертого агрегата, а также как секция временного торца).

Унификация ячеек для блоков с турбинами ПТ-60-130, Т-110-130, Т-175-130, Р-50-130, ПТ-135-130 и Т-250-240 позволила разработать строительно-технологические секции для этих энергетических блоков.

За счет рациональной компоновки генерального плана размер площади под постоянные сооружения серийных ТЭЦ сокращен на 20—30% по сравнению с индивидуальными проектами. В проекте осуществлена блокировка в одном здании всех вспомогательных служб: цеха химической подготовки воды с наружным баковым хозяйством и складом химреагентов, центральных ремонтных мастерских и служб строительно-ремонтного цеха, всего складского хозяйства, электролизной, насосной, пенопожаротушения, флотаторной и фильтр-пресса, а также служебных и бытовых помещений для персонала всех служб и цехов, размещенных в объединенном вспомогательном корпусе (ОВК). За счет этого объем сооружений сокращен примерно на 20%, а стоимость строительства — на 20—25%.

В проекте серийной ТЭЦ применяются блочные обесшлювающие установки по схеме «цепочка». «Цепочка» имеет постоянную производительность 100—180 м<sup>3</sup>/ч.

Необходимая производительность обессоливающей установки достигается путем ввода в работу определенного числа «цепочек».

При строительстве ТЭЦ-ЗИГМ капиталовложения снижаются на 15—12%.

Для новой серии ТЭЦ предусматриваются применение малогабаритного газомазутного котла с вихревой топкой, работающего под наддувом, укрупнение котельно-вспомогательного оборудования, внедрение котлов, обеспечивающих пиково-резервный отпуск технологического пара от ТЭЦ (например, комбинированного пароводогрейного котла), переход на блочную схему по трубопроводам острого пара и питательной воды.

## 2. Пылеугольные ТЭЦ

Перестройка топливного баланса страны обуславливает широкое строительство пылеугольных ТЭЦ, что требует разработки новых решений при проектировании теплоэлектроцентралей. В настоящее время институт ВНИПИЭнергопром разрабатывает проект серийной ТЭЦ заводского изготовления на твердом топливе (ТЭЦ-ЗИТТ).

Существенный шаг в решении этой задачи был сделан при разработке проекта унифицированных газоплотных котлоагрегатов на твердом топливе паропроизводительностью 420 т/ч двух модификаций: с твердым и жидким шлакоудалением.

Котел с жидким шлакоудалением предназначен для сжигания назаровского и ирша-бородинского бурых углей, кузнецких (с низкой температурой плавления золы и окисленных) тощих, полуантрацитов и АШ.

Котел с твердым шлакоудалением предназначен для сжигания кузнецкого угля и бурых углей отдельных марок.

Разработанная институтом ВНИПИЭнергопром картограмма покрытия тепловых нагрузок серийно выпускаемым оборудованием на параметры 13 МПа, 560 °С (рис. 13.3) показала целесообразность применения укрупненного турбинного оборудования с расходом пара на турбину 760—780 т/ч (турбины Т-175, ПТ-135, Р-100), вытесняющего менее мощные теплофикационные турбины (за исключением турбины Р-50).



Указанные в картограмме сочетания турбинного оборудования наиболее целесообразно укомплектовать котельными агрегатами единичной паропроизводительностью около 400 т/ч, в дальнейшем на крупных ТЭЦ будет установлен котельный агрегат паропроизводительностью 800 т/ч. Зона целесообразного применения последнего по имеющимся разработкам для чисто отопительных ТЭЦ начинается с установки двух-трех турбин Т-175, а для промышленно-отопительных, как правило, — при наличии четырех и более крупных турбин (в зависимости от доли паровой нагрузки в общей тепловой нагрузке ТЭЦ). Это позволяет в большинстве случаев осуществить блочную схему соединений по острому пару, питательной воде и потокам стационарного конденсата турбины, котлов и водопитательной установки.

В связи с высокой ценностью газомазутного топлива, отсутствием в настоящее время крупных паровых котлов низкого давления, необходимостью в большинстве случаев покрывать пиковые нагрузки с помощью котлов на твердом топливе целесообразно применение котла паропроизводительностью 500 т/ч на твердом топливе.

Особого внимания заслуживает вопрос о способах покрытия пиковых нагрузок для ТЭЦ на твердом топливе. При этом необходимо учитывать ограничения на ближайший период в применении для этих целей пиковых котлов, работающих на мазуте. В десятой пятилетке будет начат выпуск водогрейных котлов мощностью 420 ГДж/ч для работы на твердом топливе. Применение этих котлов позволяет сохранить блочную структуру тепловой схемы ТЭЦ и этим повысить экономичность и надежность. Поэтому в тех случаях, когда невозможно выделить мазут для пиковых котлов, установка таких котлов на ТЭЦ целесообразна. Необходимо создание в будущем таких котлов большей единичной мощности.

Серийный проект пылеугольной ТЭЦ (ТЭЦ-ЗИТТ) предусматривает в первую очередь установку крупных теплофикационных турбин, соединяемых по дубли-блочной схеме с котлами паропроизводительностью 420 т/ч, и допускает установку одной-двух менее мощных теплофикационных турбин.

При необходимости применения только турбины ПТ-80, Т-110, Р-50 с котлами паропроизводительностью 500 т/ч предусматривается модификация проекта.

При рассмотрении вариантов компоновки главного корпуса ТЭЦ-ЗИТТ использованы исследования по питательному насосу со сниженной до 9 м высотой подпора. Эти разработки в сочетании с блочными схемами позволяют отказаться от сооружения деаэрационной этажерки за счет размещения деаэраторов в машинном зале на отметке обслуживания турбин (12 м). Это существенно сокращает протяженность трубопроводов острого пара, трубопроводных коммуникаций между турбиной, деаэратором и питательным насосом, уменьшает гидравлические потери в них. Такое размещение деаэраторов более отвечает их технологическому назначению как одного из элементов системы регенерации турбины. Из конструктивных соображений предлагается уменьшить запас воды в баках деаэраторов от времени расхода 10 мин (как это требуется по нормам технологического проектирования) до 7 мин.

Ширина ячеек турбин Т-175, ПТ-135 и Р-100 вместе с деаэраторами составит 60 м, что соответствует общей ширине ячейки для унифицированных котлов паропроизводительностью 420 т/ч ( $2 \times 30 = 60$  м). Свободные места в секциях турбин используются для оборудования, требующего ремонта. Вариант компоновки ТЭЦ-ЗИТТ показан на рис. 13.4.

Разрабатывается также вариант компоновки главного корпуса, предусматривающий не только размещение деаэратора на площадке обслуживания, но и вынесение электротехнических устройств и помещений щитов управления в специальную пристройку, располагаемую перед осью А машинного зала. Это освобождает помещение бункерной этажерки от РУСН и ГрЦУ, позволяет разместить в ней все пылеприготовительное оборудование, понизить отметку ленточных конвейеров, уменьшить пролет котельного отделения. Последнее создает благоприятные условия для применения подвесного котла.

Один из важных проблемных вопросов — создание проекта ТЭЦ с котлом для сжигания березовских углей Канско-Ачинского бассейна, которые должны занять важное место в общем топливном балансе ТЭЦ Сибири.

Для подготовленного к выпуску котла паропроизводительностью 500 т/ч для сжигания этих углей, имеющего квадратную в плане топку и оборудованного четырьмя расположенными по углам топки мелющими вентилято-

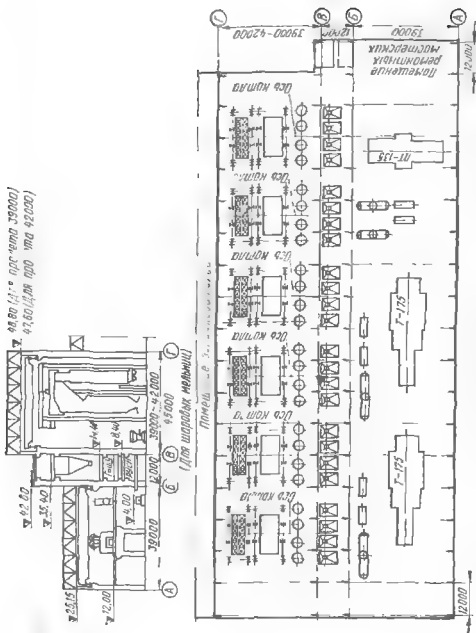


Рис. 13.4. Главные корпус серийной пеллеговой ТЭЦ-ЗИТТ:

а — план; б — поперечный разрез.



рами, ширина котельной ячейки должна составлять 36 м. Это не согласовывается с шириной ячейки, требуемой для теплофикационных турбин, и вследствие этого для ТЭЦ с этими котлами требуются поиски специальных компоновочных решений.

Значительные резервы улучшения показателей можно использовать при проектировании вспомогательных зданий и сооружений, инженерных коммуникаций, генеральных планов, а также при рассмотрении вопросов организации строительства промышленно-отопительных ТЭЦ.

## Глава 14. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЭС

### 14.1. ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ КЭС

#### 1. Общие показатели

По энергетической характеристике и годовой выработке электроэнергии определяется годовой расход тепла на турбину. Для этого необходимо рассчитать часовую энергетическую характеристику:

$$Q_{\text{тур}} = a + rN_{\text{эк}} + r'(N - N_{\text{эк}}),$$

где  $r, r'$  — относительные удельные приросты тепла до и после экономической мощности  $N_{\text{эк}}$ ;  $N$  — электрическая мощность турбогенератора;  $a$  — часовой расход тепла на холостой ход.

Годовая энергетическая характеристика

$$Q_{\text{тур}}^{\text{год}} = aT_{\text{раб}} + r\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{эк}} + r'(\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{эк}}),$$

где  $T_{\text{раб}}$  — число часов работы турбины в году; для проектируемых блоков величина  $T_{\text{раб}}$  принимается в пределах 7500 — 7800 ч;  $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{эк}}$  — годовая выработка электроэнергии при мощности турбогенератора меньше экономической или равной ей;  $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}$  — годовая выработка электроэнергии блоком:  $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{кэс}}}{n_{\text{бл}}}$ .

Выработка электроэнергии при нагрузке блока больше экономической ( $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{эк}}$ ) приближенно определяется из выражения

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{эк}} = \frac{N_{\text{н}} - N_{\text{эк}}}{N_{\text{н}}} \beta \cdot 100\%;$$

величина  $\beta$  находится из табл. 14.1 в зависимости от типа турбины и числа часов использования установленной мощности.

Полный расход тепла на выработку электроэнергии турбогенератором

$$Q_0 = Q_{\text{тур}} \left( 1 \pm \frac{\Sigma \Delta \text{ПС}}{100} \right);$$

здесь множитель  $\left(1 + \frac{\Sigma \Delta ПС}{100}\right)$  учитывает отклонения параметров в процессе эксплуатации от номинальных; при проектировании можно принять значение множителя таким, чтобы увеличение расхода тепла было в пределах 1—1,5%.

Табл. 14.1. Значения коэффициента  $\beta$

| Тип турбины | Число часов использования установленной мощности |      |      |      |
|-------------|--------------------------------------------------|------|------|------|
|             | 5500                                             | 6000 | 6500 | 7000 |
| К-160       | 0,84                                             | 0,86 | 0,88 | 0,90 |
| К-200       | 0,85                                             | 0,87 | 0,89 | 0,91 |
| К-300       | 0,86                                             | 0,88 | 0,90 | 0,92 |
| К-500       | 0,87                                             | 0,89 | 0,91 | 0,93 |
| К-800       | 0,88                                             | 0,90 | 0,92 | 0,94 |

Удельный расход тепла брутто по турбинному цеху

$$q_T = \frac{Q_{\Sigma}}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}}$$

Для блоков, имеющих в качестве привода питательного насоса паровую турбину (блоки К-300, К-500, К-800), удельный расход тепла

$$q_T = \frac{Q_{\Sigma}}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} + \mathcal{E}_{\text{п.т.н}}},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{п.т.н}}$  — приведенная выработка электроэнергии на привод питательного насоса.

Удельный расход тепла нетто по турбинному цеху

$$q_T^{\text{н}} = q_T \frac{100 - q_T^{\text{с.н}}}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{с.н}}},$$

где  $q_T^{\text{с.н}}$  — расход тепла на собственные нужды турбоустановки, %; приближенно принимается равным 0,4—0,6%;  $\mathcal{E}_{\text{с.н}}$  — расход электроэнергии на собственные нужды турбоустановки, %:  $\mathcal{E}_{\text{с.н}} = (0,25 \div 0,4) \Delta \mathcal{E}_{\text{с.н}}$ .

По  $q_T^{\text{н}}$  определяется к.п.д. нетто турбоустановки

$$\eta_T^{\text{н}} = \frac{3600}{q_T^{\text{н}}}.$$

## 2. Техничко-экономические показатели котлоагрегата

Количество тепла, отпускаемого от котлоагрегата в течение года,

$$Q_{\text{год}}^{\text{ка}} = \left( Q_{\text{г}} \frac{100 + q_{\text{т}}^{\text{с.н}}}{100} + Q_{\text{РОУ}}^{\text{бл}} \right) \frac{100}{(100 - q_{\text{ка}}^{\text{с.н}}) \eta_{\text{т.п}}},$$

где  $Q_{\text{РОУ}}^{\text{бл}}$  — тепло, отпускаемое через РОУ на один блок:

$$Q_{\text{РОУ}}^{\text{бл}} = \frac{Q_{\text{год}}^{\text{пос}} + Q_{\text{год}}^{\text{кф}} + Q_{\text{год}}^{\text{м.х}}}{n_{\text{бл}}};$$

$Q_{\text{год}}^{\text{пос}}$  — годовой расход тепла из отборов турбин на отопление и горячее водоснабжение поселка при ГРЭС; принимается равным  $(105 - 125) 10^3$  ГДж/год на 1 млн. кВт установленной мощности;  $Q_{\text{год}}^{\text{кф}}$ ,  $Q_{\text{год}}^{\text{м.х}}$  — расходы тепла на калориферы и мазутное хозяйство; принимаются так же, как и при обосновании строительства ТЭЦ;  $q_{\text{ка}}^{\text{с.н}}$  — расход тепла на собственные нужды котлоагрегата (кроме калориферов и мазутного хозяйства), принимается в пределах 0,8 — 1,2%;  $\eta_{\text{т.п}}$  — к. п. д. теплового потока; принимается из расчета тепловой схемы.

Годовой расход топлива на котлоагрегат

$$B_{\text{год}}^{\text{ка}} = \frac{Q_{\text{год}}^{\text{ка}}}{29,31 \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} \left( 1 \pm \frac{\Sigma \Delta \text{ПС}}{100} \right) \cdot n_{\text{пуск}} b_{\text{пуск}},$$

где  $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}$  — среднегодовой к. п. д. брутто котлоагрегата; множитель  $\left( 1 \pm \frac{\Sigma \Delta \text{ПС}}{100} \right)$  учитывает отклонение условий ра-

боты котлоагрегата от нормальных (качество топлива, температура питательной воды, загрязнение поверхностей); при проектировании можно принять его значение равным 1,007 — 1,01;  $n_{\text{пуск}}$  — количество пусков блока за год; принимается 20—30, в том числе из холодного состояния 10—15%, остальные — после останова на выходные дни;  $b_{\text{пуск}}$  — расход топлива на пуск блока; примерное значение берется из табл. 14.2.

Среднегодовой к. п. д. нетто котлоагрегата

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{н}} = \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} \frac{100 - q_{\text{ка}}^{\text{с.н}}}{100} \cdot \frac{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{с.н}}}{100 + \mathcal{E}_{\text{п.т.н}}^* - \Delta \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{с.н}}},$$

где  $\mathcal{E}_{п.т.н}^*$  — расход электроэнергии на питательный турбонасос. %:

$$\mathcal{E}_{п.т.н}^* = \left( \frac{\mathcal{E}_{п.т.н}}{\mathcal{E}_{год}^{выр}} \right) 100\%;$$

$$\mathcal{E}_{п.т.н} = N_{п.т.н} T_{раб};$$

$N_{п.т.н}$  — мощность питательного турбонасоса;  $T_{раб}$  — число часов работы в году питательного насоса; принимается равным 7800 — 7500 ч.

Табл. 14.2. Значения расхода топлива на пуск блока, т у. т.

| Мощность блока, тыс. кВт | Пуск из холодного состояния | После останова на выходные дни |
|--------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| 160                      | 50                          | 40                             |
| 200                      | 65                          | 60                             |
| 300                      | 145                         | 100                            |
| 500                      | 200                         | 135                            |
| 800                      | 270                         | 210                            |

### 3. Технико-экономические показатели блока

Удельный расход условного топлива на 1 отпущенный кВт·ч

$$b_9 = \frac{B_{год}^3}{\mathcal{E}_{год}^{выр} \left( 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{с.н}}{100} \right)},$$

где  $B_{год}^3$  — годовой расход топлива на производство электроэнергии; определяется так же, как и для котла, но без учета  $Q_{год}^{пос}$ . Полученная величина  $b_9$  должна отличаться от принятой при выборе мощности блоков на КЭС не более чем на 1,5%; если расхождение больше, то необходимо скорректировать расчет;  $\mathcal{E}_{год}^{выр}$  — годовая выработка электроэнергии.

К. п. д. блока (КЭС)

$$\eta_{бл} = \frac{123}{\eta_9}.$$

#### 4. Цена условного топлива на складе ТЭС

Цена 1 т у. т., потребляемого станцией, определяется на основании отпускных цен на 1 т натурального топлива по прейскурантам, а также тарифов на перевозку топлива по железной дороге:

$$C_{т.у.т} = (C_{нат} + T_{жд.пер}) \times \left(1 + \frac{\alpha}{100}\right) \left(1 + \frac{\Delta П}{100}\right) \frac{29310}{Q_p^n},$$

где  $C_{нат}$  — цена натурального топлива, определяемая по прейскурантам;  $T_{жд.пер}$  — тариф на перевозку 1 т натурального топлива;  $\alpha$  — потери топлива в пути и на складе ТЭС; приближенно можно принять равными 0,7–1,1%;  $\Delta П$  — изменение цены топлива за счет скидок и надбавок по качеству топлива; приближенно принимается равным  $\pm 1$ –1,5%;  $Q_p^n$  — теплотворная способность сжигаемого топлива.

При сжигании на электрической станции двух и более видов топлива определяется средневзвешенная цена 1 т условного топлива:

$$C_{т.у.т} = \sum C_{т.у.т}^i \frac{B^i}{B^\Sigma},$$

где  $B^i$  — количество топлива  $i$ -го вида, сжигаемого на станции;  $B^\Sigma$  — суммарное количество топлива, сжигаемого на станции.

Если станция продает золу и шлаки, то поступления от реализации должны быть вычтены из общих расходов на топливо.

#### 5. Себестоимость электроэнергии на КЭС

Калькуляционной единицей на КЭС является 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенной с шин электростанции. Себестоимость электроэнергии на КЭС определяется по следующим калькуляционным статьям.

1. Топливо на технологические цели

$$C_{з.з}^1 = \frac{B_{год} C_{т.у.т}}{\mathcal{E}_{год}^{выр} \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{с.н}}{100}\right)}.$$

2. Вода на технологические цели

$$C_{2.2}^2 = (0,015 \div 0,008) \text{ коп./(\text{кВт}\cdot\text{ч})}.$$

3. Основная и дополнительная зарплата персонала КЭС

$$C_{3.2}^3 = \frac{N_{\text{уст}} k_{\text{шт}} (0,5 \div 0,55) Z_{\text{ср}}}{Z_{\text{год}}^{\text{выр}} \left( 1 - \frac{\Delta Z_{\text{с.н}}}{100} \right)},$$

где коэффициент  $(0,5 \div 0,55)$  учитывает долю от общего фонда заработной платы, приходящуюся на эту статью;  $k_{\text{шт}}$  — штатный коэффициент административно-технического и эксплуатационно-ремонтного персонала;  $Z_{\text{ср}}$  — средняя зарплата персонала.

4. Содержание и эксплуатация оборудования

$$C_{4.2}^4 = \frac{0,87 N_{\text{год}} \cdot 1,2 + 0,14 N_{\text{КЭС}} k_{\text{шт}} Z_{\text{ср}}}{\left( 1 - \frac{\Delta Z_{\text{с.н}}}{100} \right)},$$

где 0,87 — доля стоимости производственного оборудования и сооружений; 1,2 — коэффициент учета расходов на текущие ремонты; 0,14 — доля зарплаты по этой статье в общем фонде зарплаты.

5. Цеховые расходы

$$C_{5.2}^5 = \frac{0,13 N \cdot 1,2 + 0,14 N_{\text{КЭС}} k_{\text{шт}} Z_{\text{ср}}}{Z_{\text{год}}^{\text{выр}} \left( 1 - \frac{\Delta Z_{\text{с.н}}}{100} \right)},$$

где 0,13 =  $(1 - 0,87)$  — оставшаяся доля стоимости зданий.

6. Прочие прямые расходы

$$C_{6.2}^6 = (0,015 \div 0,02) \text{ коп./(\text{кВт}\cdot\text{ч})}.$$

7. Прочие общестанционные расходы

$$C_{7.2}^7 = \frac{0,21 N_{\text{уст}} k_{\text{шт}} Z_{\text{ср}}}{(0,12 \div 0,15) Z_{\text{год}}^{\text{выр}} \left( 1 - \frac{\Delta Z_{\text{с.н}}}{100} \right)}.$$

Общая себестоимость равна сумме составляющих:

$$C_{2.2} = \sum_{i=1}^7 C_{2.2}^i.$$

## 14.2. ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ТЭЦ

### 1. Турбинный цех

Годовой расход тепла брутто в турбинном цехе для выработки электроэнергии

$$Q'_3 = \sum_{i=1}^n Q'_{тур} - Q_{отб}^{внутр} - (Q_{отб}^{внеш} + Q_{отб}^{пот}),$$

где  $\sum_{i=1}^n Q'_{тур}$  — суммарный годовой расход тепла на все тур-

бины ТЭЦ;  $Q_{отб}^{внутр}$  — годовой расход тепла из отборов на калориферы и мазутное хозяйство;  $Q_{отб}^{внеш}$  — годовой отпуск тепла из отборов турбин внешним потребителям;  $Q_{отб}^{пот}$  — потери тепла в теплопроводах внутри ТЭЦ, принимаются равными 1,1—1,3%  $Q_{тур}^{год}$ .

Расход тепла на турбопривод питательного насоса блока Т-250 предполагается учтенным в энергетической характеристике турбины Т-250. Если на ТЭЦ имеются механизмы с турбоприводами, не входящими в схему самой турбины, то к расходу тепла на выработку электроэнергии надо добавить расход тепла на упомянутые турбоприводы, который определяется по формуле

$$Q_{тп} = D_{тп} \eta_{oi} T_{раб} H_i,$$

где  $D_{тп}$  — часовой расход на турбопривод;  $\eta_{oi}$  — внутренний относительный к.п.д. турбины;  $T_{раб}$  — число часов работы в году;  $H_i$  — использованный перепад энтальпий.

Полный расход тепла на выработку электроэнергии

$$Q_3 = \left( 1 \pm \frac{\Sigma \Delta ПС}{100} \right) Q'_3 + \Sigma h_{пуск} q_{пуск};$$

здесь множитель  $\left( 1 \pm \frac{\Sigma \Delta ПС}{100} \right)$  учитывает изменение расхода тепла за счет отклонения параметров от нормальных; приближенно этот множитель принимается в пределах 1,01—1,015;  $h_{пуск}$  — количество пусков турбоагрегата (примерно 20—30 в год);  $q_{пуск}$  — расход тепла на пуск турбины, который зависит от мощности турбины и составляет:



83—126 ГДж для  $N=50-60$  тыс. кВт; 188—272 ГДж для  $N=100$  тыс. кВт; 250—377 ГДж для  $N=130-180$  тыс. кВт; 419—503 ГДж для  $N=250$  тыс. кВт.

Удельный расход тепла брутто на 1 кВт·ч

$$q_{\tau}^{\text{бр}} = \frac{Q_a}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}}.$$

При наличии турбопривода питательных насосов (Т-250)

$$q_{\tau}^{\text{бр}} = \frac{Q_a}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} + \mathcal{E}_{\text{п.т.п}}},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{п.т.п}}$  — эквивалентная выработка электроэнергии на турбопривод:

$$\mathcal{E}_{\text{п.т.п}} = N_{\text{п.т.п}} T_{\text{раб}} \approx 1,1 \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{ср}}}{H_i} (10 \div 11);$$

$Q_{\text{ка}}^{\text{ср}}$  — годовой отпуск тепла от котлоагрегата блока Т-250;  $H_i$  — приращение энтальпии в котлоагрегатах;  $N_{\text{п.т.п}}$  — мощность питательного турбонасоса;  $T_{\text{раб}}$  — годовое число часов работы ПТИ, примерно равное 7300 — 7500.

Удельный расход тепла нетто на 1 кВт·ч

$$q_{\tau}^{\text{н}} = q_{\tau}^{\text{бр}} \frac{100 + q_{\tau}^{\text{с.н}}}{100 - \mathcal{E}_{\tau}^{\text{с.н}}},$$

где  $q_{\tau}^{\text{с.н}}$  — расход тепла на собственные нужды турбоцеха, %, принимается равным 0,4—0,5%;  $\mathcal{E}_{\tau}^{\text{с.н}}$  — расход электроэнергии на собственные нужды турбоцеха (циркуляционные, конденсационные насосы и т. д.). Величина  $\mathcal{E}_{\tau}^{\text{с.н}}$  находится по расчету расхода электроэнергии на механизмы турбинного цеха. Приближенно можно записать:

$$\mathcal{E}_{\tau}^{\text{с.н}} = (\Delta \mathcal{E}_{\text{с.н}} - \mathcal{E}_{\text{с.н}}^{\tau.0}) (0,4 \div 0,7),$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{\text{с.н}}$  — общий процент расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, принятый при выборе основного оборудования ТЭЦ;  $\mathcal{E}_{\text{с.н}}^{\tau.0}$  — расход электроэнергии на теплофикационное отделение, %:

$$\mathcal{E}_{\text{с.н}}^{\tau.0} = 1,15 \frac{Q_{\text{год}}^{\text{тф}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}} (8 \div 15).$$

На основе  $q_T$  нетто определяется к. п. д. турбинного цеха нетто:

$$\eta_{ТЭЦ}^н = \frac{3600}{q_T^н}.$$

## 2. Котельный цех

Отпущенное тепло от котлов ТЭЦ на производство электрической энергии и тепла:

$$Q_{ка} = \left\{ \left[ (Q_a + Q_{отб}^{внеш} + Q_{отб}^{пот} + Q_{отб}^{внутр}) \left( \frac{100 + q_T^{с.н}}{100} \right) + Q_{роу} \right] \times \right. \\ \left. \times \frac{100 + q_{ка}^{с.н}}{100} \right\} (\eta_{т.п})^{-1},$$

где  $Q_{роу}$  включает тепло, отпущенное производственным потребителям,  $Q_{год}^{тх} (1 - \alpha_{год}^{тх})$  и часть тепла на calorиферы и мазутное хозяйство;  $q_{ка}^{с.н}$  учитывает расход тепла на собственные нужды котлоагрегатов; приближенно принимается равным 0,9—1,12%;  $\eta_{т.п}$  — к. п. д. теплового потока:

$$\eta_{т.п} = 100 - q_{т.п} \frac{N_{т.ц}}{N_{\text{■}}};$$

$q_{т.п}$  — потери тепла в паропроводах острого пара; принимаются равными 1,2—1,3%;  $N_{ср}$  — среднегодовая мощность ТЭЦ:

$$N_{ср} = \frac{\mathcal{E}_{год}^{выр}}{8760}.$$

Доля тепла, затраченного на тепловое потребление,

$$K_T = \frac{(Q_{отб}^{внеш} + Q_{отб}^{пот} + Q_{отб}^{внутр}) \frac{100 + q_T^{с.н}}{100} + Q_{роу}}{Q_{ка}}.$$

Годовой расход топлива на котлоагрегат

$$B_{год}^{ка} = \frac{Q_{ка}}{29,31 \eta_{ка}^{ср}} \left( 1 \pm \frac{\Sigma \Delta PC}{100} \right) + \sum_{i=1}^n n_{ir} b_{ir},$$

где  $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}$ —среднегодовой к. п. д. брутто котлоагрегатов ТЭЦ; множитель  $\left(1 \pm \frac{\Sigma \Delta \text{ПС}}{100}\right)$  учитывает увеличение расхода топлива в связи с изменением режима эксплуатации оборудования; приближенно может приниматься в размере 1,01—1,015;  $n_{i\text{р}}$ — количество растопок  $i$ -го котлоагрегата, примерно принимается в размере 20—30 растопок в год, учитывается только для неблочных ТЭЦ;  $b_{i\text{р}}$ —расход топлива на растопку  $i$ -го котлоагрегата; приближенно принимается 25—30 т у. т. для котлов производительностью 220 т/ч, 40—50 т у. т. для котлов производительностью 420 т/ч, 90—100 т у. т. для котлов производительностью 950 т/ч.

К. п. д. нетто котлов

$$\eta_{\text{к}}^{\text{н}} = \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} \frac{100 - q_{\text{к}}^{\text{с.н}}}{100} \cdot \frac{100 - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{с.н}} - \mathcal{E}_{\text{к(з)}}^{\text{с.н}}}{100 - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{с.н}}},$$

где  $\mathcal{E}_{\text{к(з)}}^{\text{с.н}}$ —расход электроэнергии на собственные нужды котельного цеха, %:

$$\mathcal{E}_{\text{к(з)}}^{\text{с.н}} = \mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{с.н}} (1 - K_{\text{т}});$$

$\mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{с.н}}$ —расход электроэнергии на паропроизводящие цехи, %:

$$\mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{с.н}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{с.н}} - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{с.н}} - \mathcal{E}_{\text{с.н}}^{\text{т.о}}.$$

### 3. Общестанционные технико-экономические показатели

Годовой расход топлива на отпуск тепла внешним потребителям

$$B_{\text{год}}^{\text{т}} = B_{\text{год}}^{\text{ка}} K_{\text{т}} + B_{\text{год}}^{\text{ПВК}} + \mathcal{E}_{\text{с.н}}^{\text{т.о}} b_{\text{в}},$$

где  $b_{\text{в}}$ —удельный расход топлива на 1 отпущенный кВт·ч:

$$b_{\text{в}} = \frac{B_{\text{в.з}} \cdot 100}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} (100 - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{с.н}} - \mathcal{E}_{\text{к(з)}}^{\text{с.н}})};$$

$$B_{\text{в.з}} = B_{\text{год}}^{\text{ка}} (1 - K_{\text{т}}).$$

Для проверки определяется  $b_{\text{в}}$  из следующего выраже-

■ ■ ■

$$b_{\text{в}} = \frac{q_{\text{т}}^{\text{н}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{н}} \eta_{\text{т.п}} \cdot 29310}.$$

Совпадение обоих значений служит проверкой расчета.

Удельный расход топлива на 1 отпущенный ГДж тепла

$$b_T = \frac{B_T}{Q_{\text{отп}}},$$

где  $Q_{\text{отп}}$  — общий отпуск тепла внешним потребителям, включая пиковые котлы, РОУ и потери.

Суммарный расход топлива на ТЭЦ

$$B_{\text{ТЭЦ}} = B_a + B_T.$$

Полученная величина при правильном расчете должна совпадать со значением  $B_{\text{ТЭЦ}}$ , получаемым из выражения

$$B_{\text{ТЭЦ}} = b_s^{\text{отп}} (\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} - \mathcal{E}_s^{\text{с.н}}) + b_T Q_{\text{отп}},$$

где

$$\mathcal{E}_s^{\text{с.н}} = \frac{\mathcal{E}_T^{\text{с.н}} + \mathcal{E}_{\text{к(э)}}^{\text{с.н}}}{100} \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}}.$$

Удельный расход электроэнергии на собственные нужды на 1 отпущенный ГДж тепла

$$\mathcal{E}_{\text{уд}}^T = \frac{\mathcal{E}_T^{\text{с.н}}}{Q_{\text{отп}}},$$

где  $\mathcal{E}_T^{\text{с.н}} = \mathcal{E}_{\text{к(э)}}^{\text{с.н}} + \mathcal{E}_{\text{с.н}}^T$ .

К.п.д. ТЭЦ по отпуску электроэнергии

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}} = \frac{123}{b_{\theta}}.$$

К. п. д. по отпуску тепла

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^T = \frac{34,1}{b_T}.$$

#### 4. Себестоимость электрической энергии и тепла на ТЭЦ

Калькуляционными единицами на ТЭЦ являются 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенный с шин, и 1 ГДж тепла, отпущенный с коллекторов станции. Издержки производства распределяются между теплом и электриче-

ской энергии в соответствии с физическим (балансовым) методом. Себестоимость на ТЭЦ определяется по следующим калькуляционным статьям.

1. Топливо на технологические нужды:  
электроэнергия

$$C_{э,э}^1 = \frac{B_{\text{год}} K_{э,э} U_{\text{т.у.т}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} \left( 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{с.н}}}{100} \right)};$$

тепло

$$C_{\text{т}}^1 = \frac{B_{\text{год}} K_{\text{т}} U_{\text{т.у.т}}}{Q_{\text{отп}}}.$$

2. Вода на технологические цели

$$C_{э,э}^2 = (0,015 \div 0,08) \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч};$$

$$C_{\text{т}}^2 = (0,002 \div 0,05) \text{ руб./ГДж}.$$

3. Основная и дополнительная зарплата персонала ТЭЦ

$$C_{э,э}^3 = \frac{N_{\text{уст}} k_{\text{шт}} (0,5 \div 0,55) \mathcal{Z}_{\text{ср}} (0,4 \div 0,5)}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} \left( 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{с.н}}}{100} \right)};$$

$$C_{\text{т}}^3 = \frac{N_{\text{уст}} k_{\text{шт}} (0,5 \div 0,55) \mathcal{Z}_{\text{ср}} (0,5 \div 0,6)}{Q_{\text{отп}}},$$

где коэффициент  $(0,5 \div 0,55)$  учитывает долю зарплаты по данной статье от общего фонда зарплаты;  $(0,4 \div 0,5)$  — долю зарплаты, относимую на электрическую энергию.

4. Содержание и эксплуатация оборудования

$$\begin{aligned} C_{э,э}^4 = & \left[ K_{\text{тэц}} \frac{P_{\text{ам}}}{100} (0,86 \div 0,9) 0,42 (1,1 \div 1,2) + \right. \\ & \left. + (0,12 \div 0,16) (0,4 \div 0,5) N_{\text{уст}} k_{\text{шт}} \mathcal{Z}_{\text{ср}} \right] \times \\ & \times \left[ \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{выр}} \left( 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{с.н}}}{100} \right) \right]^{-1}, \end{aligned}$$

где коэффициент  $(0,86 \div 0,9)$  учитывает долю оборудования и сооружений в амортизационных отчислениях;

(1,1÷1,2) — расходы на текущий ремонт; (0,12÷0,16) — долю от общего фонда зарплаты, относимую к данной статье; (0,4÷0,5) — долю зарплаты, относимую на электрическую энергию по данной статье расходов;

$$C_7^4 = \left[ K_{тэц} \frac{P_{ам}}{100} (0,86 \div 0,9) 0,55 (1,1 \div 1,2) + \right. \\ \left. + (0,12 \div 0,16) (0,5 \div 0,6) N_{уст} k_{шт} 3_{ср} \right] [Q_{отп}]^{-1},$$

где коэффициент 0,55 учитывает долю паропроизводящих цехов в амортизационных отчислениях; (0,5÷0,6) — долю зарплаты, относимую на тепло по данной статье расходов.

#### 5. Цеховые расходы

$$C_{9,9}^5 = \left[ K_{тэц} \frac{P_{ам}}{100} (0,1 \div 0,14) 0,42 (1,1 \div 1,2) + \right. \\ \left. + (0,14 \div 0,16) (0,4 \div 0,5) N_{уст} k_{шт} 3_{ср} \right] \times \\ \times \left[ \mathcal{E}_{год}^{выр} \left( 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{с.п}}{100} \right) \right]^{-1} : \\ C_7^5 \left[ K_{тэц} \frac{P_{ам}}{100} (0,1 \div 0,14) 0,55 (1,1 \div 1,2) + \right. \\ \left. + (0,14 \div 0,16) (0,5 \div 0,6) N_{уст} k_{шт} 3_{ср} \right] [Q_{отп}]^{-1},$$

где коэффициент (0,1÷0,14) учитывает долю зданий в амортизационных отчислениях; (0,14÷0,16) — долю по данной статье расходов от общего фонда зарплаты.

#### 6. Прочие прямые расходы

$$C_{9,9}^6 = (0,015 \div 0,02) \text{ коп./ (кВт} \cdot \text{ч)};$$

$$C_7^6 = (0,008 \div 0,01) \text{ руб./ГДж.}$$

#### 7. Общестанционные расходы

$$C_{9,9}^7 = \left[ (0,18 \div 0,2) N_{уст} k_{шт} 3_{ср} \sum_{i=1}^6 C_{9,9}^i \mathcal{E}_{год}^{выр} \left( 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{с.п}}{100} \right) \right] \times$$

$$\begin{aligned}
& \times \left[ (0,12 \div 0,13) \mathfrak{A}_{\text{год}}^{\text{отп}} \sum_{i=1}^6 C'_{\mathfrak{A}} \mathfrak{A}_{\text{год}}^{\text{выр}} \left( 1 - \frac{\Delta \mathfrak{A}_{\text{с.н}}}{100} \right) + \right. \\
& \quad \left. + \sum_{i=1}^6 C'_{\mathfrak{T}} Q_{\text{отп}} \right]^{-1}; \\
& C_{\mathfrak{T}}^7 = \left[ (0,18 \div 0,2) N_{\text{уст}} k_{\text{шт}} \mathfrak{A}_{\text{ср}} \sum_{i=1}^6 C'_{\mathfrak{T}} Q_{\text{отп}} \right] \times \\
& \times \left[ (0,12 \div 0,15) Q_{\text{отп}} \sum_{i=1}^6 C'_{\mathfrak{A}} \mathfrak{A}_{\text{год}}^{\text{выр}} \left( 1 - \frac{\Delta \mathfrak{A}_{\text{с.н}}}{100} \right) + \right. \\
& \quad \left. + \sum_{i=1}^6 C'_{\mathfrak{T}} Q_{\text{отп}} \right]^{-1},
\end{aligned}$$

где коэффициент  $(0,18 \div 0,2)$  учитывает долю административно-управленческого персонала в общем фонде зарплаты;  $(0,12 \div 0,15)$  — долю общественных затрат в стационарных расходах.

Себестоимость 1 кВт·ч и 1 ГДж находится как сумма всех статей расходов:

$$\begin{aligned}
C_{\mathfrak{A},\mathfrak{A}} &= \sum_{i=1}^7 C'_{\mathfrak{A},\mathfrak{A}}; \\
C_{\mathfrak{T}} &= \sum_{i=1}^7 C'_{\mathfrak{T}}.
\end{aligned}$$

## ЛИТЕРАТУРА

### К введению

Материалы XXV съезда КПСС. М., Политиздат, 1976.

Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. М., «Высшая школа», 1976.

### К главе I

Теплотехнический справочник. Т. I. М., «Энергия», 1975.

### К главе 2

Виноградов Ю. И., Векштейн Л. М., Соболев Н. Д. Промышленное теплоснабжение. Киев, «Техинка», 1975.

Лалицкий В. И. Организация и планирование энергетики. М., «Высшая школа», 1975.

Падалко Л. П., Пекелис Г. Б. Экономика энергосистем Минск, «Высшая школа», 1976.

Прузнер С. Л. Экономика теплоэнергетики СССР. М., «Высшая школа», 1975.

Руководящие указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию. М., «Наука», 1973.

Справочник по проектированию электрических систем. Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро М., «Энергия», 1977.

Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. М., «Экономика», 1969.

### К главе 3

Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. М., «Энергия», 1976.

Стерман Л. С., Шарков А. Т., Тевлин С. А. Тепловые и атомные электростанции. М., Атомиздат, 1975.

### К главе 4

Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. М., «Энергия», 1974.

Щегляев А. В. Паровые турбины. М., «Энергия», 1976.

### К главе 5

Аэродинамический расчет котельных установок (нормативный метод). Л., «Энергия», 1977.

Котельные агрегаты большой мощности. Каталог-справочник 18-6-74. М., НИИинформтяжмаш, 1974.



Справочное пособие теплоэнергетика электрических станций. Под ред. А. М. Леонкова и Б. В. Яковлева. Минск, «Беларусь», 1974  
Стырикович М. А., Катковская К. Я., Серов Е. П. Парогенераторы электростанций. М.—Л., «Энергия», 1966.

Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). М., «Энергия», 1973.

#### К главе 6

Антонянц Г. Р., Черников В. П., Райфельд О. Ф. Топливо-транспортное хозяйство тепловых электростанций. М., «Энергия», 1977.

#### К главе 7

Фарфоровский Б. С., Фарфоровский В. Б. Охладители циркуляционной воды для тепловых электростанций. Л., «Энергия», 1972.

#### К главе 8

Вихрев В. Ф., Шкроб М. С. Водоподготовка. М., «Энергия», 1973.  
Лифшиц О. В. Справочник по водоподготовке котельных установок. М., «Энергия», 1976

#### К главе 9

Мелентьев В. А., Нагли Е. З. Гидрозолоудаление и золоотвалы. Л., «Энергия», 1968.  
Рихтер Л. А. Тепловые электрические станции и защита атмосферы. М., «Энергия», 1975.

#### К главе 10

Автоматизация крупных тепловых электростанций. Под ред. М. П. Шальмана. М., «Энергия», 1974.  
Теплотехнический справочник. Т. 2. М., «Энергия», 1976.

#### К главе 11

Правила устройства электроустановок. М., «Энергия», 1967.  
Руцкий А. И. Электрические станции и подстанции. Минск, «Высшая школа», 1974.

#### К главе 12

Долин П. А. Справочник по технике безопасности. М., «Энергия», 1973.

Основы пожарной безопасности. М., «Высшая школа», 1971.  
Охрана труда. Под ред. Б. А. Князевского. М., «Высшая школа», 1972.

#### К главе 13

Сапожников Ф. В. Серийное строительство тепловых электростанций. М., «Энергия», 1977.  
«Энергетическое строительство», 1976, № 11—12.

#### К главе 14

Горицков А. С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. М., «Энергия», 1974.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

|                                                                                                                   |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Предисловие                                                                                                       | 3   |
| Введение                                                                                                          | 5   |
| Глава 1. Методические основы дипломного проектирования                                                            |     |
| 1.1. Постановка дипломного проектирования в вузах                                                                 | 8   |
| 1.2. Постановка и организация дипломного проектирования по специальности «Тепловые электрические станции»         | 11  |
| 1.3. Содержание и объем дипломного проекта                                                                        | 13  |
| 1.4. Основные требования к оформлению проекта                                                                     | 15  |
| 1.5. Единицы измерений, применяемые в проекте                                                                     | 34  |
| Глава 2. Технико-экономическая часть проекта (обоснование строительства и выбор основного оборудования ТЭС)       |     |
| 2.1. Обоснование строительства КЭС                                                                                | 35  |
| 2.2. Выбор мощности блоков на КЭС                                                                                 | 39  |
| 2.3. Определение постоянных эксплуатационных издержек и расхода топлива                                           | 41  |
| 2.4. Определение приведенных затрат                                                                               | 42  |
| 2.5. Обоснование строительства ТЭЦ                                                                                | 43  |
| 2.6. Расчет режима использования отопительных отборов                                                             | 44  |
| 2.7. Обоснование технологической нагрузки ТЭЦ                                                                     | 46  |
| 2.8. Выбор основного оборудования ТЭЦ                                                                             | 48  |
| 2.9. Выбор пиковых водогрейных котлов (ПВК)                                                                       | 49  |
| 2.10. Определение капиталовложений                                                                                | 49  |
| 2.11. Определение постоянных издержек                                                                             | 51  |
| 2.12. Определение годовых расходов топлива                                                                        | 51  |
| 2.13. Определение приведенных затрат                                                                              | 54  |
| Глава 3. Тепловые схемы ТЭС (основы выбора и расчета)                                                             |     |
| 3.1. Основные положения                                                                                           | 55  |
| 3.2. Условия, методы и последовательность расчета тепловой схемы турбоустановки                                   | 57  |
| 3.3. Процесс расширения пара в турбине на $i$ -S-диаграмме                                                        |     |
| Определение параметров пара и воды                                                                                | 60  |
| 3.4. Баланс основных потоков пара и воды ТЭС                                                                      | 65  |
| 3.5. Расчет отдельных элементов тепловой схемы                                                                    | 68  |
| 3.6. Определение расхода пара на турбину                                                                          | 81  |
| 3.7. Проверка правильности расчета                                                                                | 82  |
| 3.8. Определение показателей тепловой экономичности работы ТЭС (энергблока)                                       | 84  |
| Глава 4. Турбинное отделение тепловой электрической станции                                                       |     |
| 4.1. Выбор агрегатов и вспомогательного оборудования                                                              | 89  |
| 4.2. Основные технические характеристики паровых турбин и вспомогательного оборудования турбинного отделения      | 91  |
| 4.3. Станционные трубопроводы                                                                                     | 102 |
| Глава 5. Котельное отделение ТЭС                                                                                  |     |
| 5.1. Выбор агрегатов и вспомогательного оборудования                                                              | 104 |
| 5.2. Основные технические характеристики котельных агрегатов и вспомогательного оборудования котельного отделения | 124 |
| Глава 6. Топливное хозяйство электростанций                                                                       |     |
| 6.1. Топливное хозяйство электростанций на твердом топливе                                                        | 125 |
| 6.2. Топливное хозяйство электростанций на газомазутном топливе                                                   | 130 |

|                                                                                                  |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Глава 7. Техническое водоснабжение</b>                                                        |     |
| 7.1 Системы водоснабжения                                                                        | 135 |
| 7.2 Пруды-охладители                                                                             | 137 |
| 7.3 Градирии                                                                                     | 138 |
| <b>Глава 8. Водоподготовка и водный режим электростанций</b>                                     |     |
| 8.1. Выбор схем водоподготовительных установок                                                   | 141 |
| 8.2. Производительность водоподготовительных установок                                           | 144 |
| 8.3. Показатели качества воды после отдельных стадий ее обработки                                | 145 |
| 8.4. Основы расчета водоподготовительных установок                                               | 147 |
| 8.5. Водный режим электростанций                                                                 | 152 |
| <b>Глава 9. Технические решения по предотвращению загрязнения окружающей среды</b>               |     |
| 9.1. Очистка дымовых газов                                                                       | 153 |
| 9.2. Шлакозолоудаление                                                                           | 159 |
| 9.3. Очистка и нейтрализация сточных вод                                                         | 162 |
| <b>Глава 10. Управление, автоматизация технологических процессов и теплотехнический контроль</b> |     |
| 10.1. Общие требования                                                                           | 168 |
| 10.2. Автоматизация технологических процессов на ТЭС                                             | 169 |
| 10.3. Управление оборудованием ТЭС                                                               | 172 |
| 10.4. Вопросы АСУ ТЭС                                                                            | 173 |
| <b>Глава 11. Электротехническая часть</b>                                                        |     |
| 11.1. Выбор основного оборудования                                                               | 174 |
| 11.2. Выбор главной схемы электрических соединений станции                                       | 176 |
| 11.3. Расчет токов короткого замыкания                                                           | 179 |
| 11.4. Выбор электрических аппаратов                                                              | 180 |
| 11.5. Собственные нужды ТЭС                                                                      | 181 |
| 11.6. Выбор распределительных устройств                                                          | 182 |
| <b>Глава 12. Охрана труда и противопожарные мероприятия</b>                                      |     |
| 12.1. Основные вопросы техники безопасности и производственной санитарии                         | 184 |
| 12.2. Противопожарные мероприятия                                                                | 193 |
| <b>Глава 13. Перспективные проектно-компоновочные решения по ТЭС</b>                             |     |
| 13.1. Серийные ГРЭС                                                                              | 196 |
| 13.2. Серийные ТЭЦ                                                                               | 204 |
| <b>Глава 14. Техничко-экономические показатели ТЭС</b>                                           |     |
| 14.1. Показатели экономичности работы КЭС                                                        | 213 |
| 14.2. Показатели экономичности работы ТЭЦ                                                        | 219 |
| <b>Литература</b>                                                                                | 227 |

*Александр Митрофанович Леонков,  
Борис Владимирович Яковлев*

**ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ**

**Дипломное проектирование**

Под общ. ред. А. М. Леонкова

Редактор С. Ю. Липец

Мл. редактор Л. С. Кравченко

Худож. редактор А. Г. Звонарева

Обложка В. А. Цехановича

Техн. редактор М. Н. Кислякова

Корректор Н. В. Васильева

ИБ № 439

Сдано в набор 11.01.78. Подписано в печать 27.04.78. АТ 15963. Формат 84×108<sup>1/32</sup>.  
Бумага типогр. № 1. Литературная гарнитура. Высокая печать. Усл.-печ. л.  
12,18. Изд. № 77—II. Зак. 74. Тираж 7000 экз. Цена 60 коп.

Издательство «Высшая школа» Государственного комитета Совета Министров БССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли. Редакция литературы по математике, физике и энергетике. 220004, Минск, Парковая магистраль, 11, Дом книги.

Типография им. Франциска (Георгия) Скорны издательства «Наука и техника» АН БССР и Госкомитета СМ БССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли. Минск, Ленинский пр., 68